

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Оптимизация технологии подготовки газа на установке комплексной подготовки в условиях гидратообразования на месторождениях Западной Сибири</b>

УДК 622.279.8:622.279.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Доманский Анатолий Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубоченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая	Подпись	Дата

		<b>степень, звание</b>		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.  
Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в	Требования ФГОС

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику</i>	<i>ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-н), (АВЕТ-3d)</i>
P8	<i>Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	<i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

### **ЗАДАНИЕ** **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Доманский Анатолий Олегович

Тема работы:

<b>«Оптимизация технологии подготовки газа на установке комплексной подготовки в условиях гидратообразования на месторождениях Западной Сибири»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59 - 108/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологический регламент по добыче, сбору и подготовке газа к транспорту на установке низкотемпературной сепарации X газоконденсатного месторождения, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература. Отчет о проведении испытаний технологического модуля №1.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизм формирования гидратообразований, технологии предотвращения и удаления гидратообразований, анализ методов, применяемых на X нефтегазоконденсатном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>

«Общие сведения о гидратообразовании, причины образования и способы предупреждения и борьбы с ними»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Анализ текущих методов борьбы и рекомендации по оптимизации технологии подготовки газа на установке комплексной подготовки в условиях гидратообразования на месторождениях Западной Сибири»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
--	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б63Т	Доманский Анатолий Олегович		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение нефтегазовое дело

Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

**(КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы)**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Обзор литературы по заданной тематике	15
	Постановка задачи и исследования при оптимизация технологии подготовки газа на установке комплексной подготовки в условиях гидратообразования	25
	Исследование изменения технологии на Процесс регенерации	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		02.03.2020

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 МЕТОДЫ БОРЬБЫ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУР- НОЙ СЕПАРАЦИИ	15
1.1 Ингибиторы для предотвращения гидратообразования	17
1.1.1 Ввод метанола	20
1.1.2 Ввод электролитов	23
1.1.3 Ввод гликолей	25
1.2 Осушка газа методом низкотемпературной сепарации	27
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	30
2.1 Методическая часть	30
2.2 Технология подготовки газа на УКПГ Х	34
2.2.1 Установка комплексной подготовки газа	35
2.2.2 Узлы входа шлейфов	35
2.2.3 Технологический модуль подготовки газа №1	35
2.2.4 Колонна отдувки метанола	40
2.3 Характеристика сырья	42
3 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ПРОЦЕСС РЕГЕНЕРАЦИИ	46
3.1 Моделирование технологической схемы УНТС Х	46
3.2 Моделирование существующей схемы УНТС Х	49
3.3 Оптимизация технологического режима колонны регенерации Метанола	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	55
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	55
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	56
4.1.3 SWOT-анализ	56
4.1.4 Структура работ в рамках научного исследования	58
4.1.5 Определение трудоемкости выполнения работ	59



4.1.6 Разработка графика проведения научного исследования	59
4.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	64
4.2.1 Расчёт материальных затрат НТИ	64
4.2.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ	64
4.2.3 Расчет амортизационных отчислений	64
4.2.4 Основная заработная плата исполнителей	64
4.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	65
4.2.6 Накладные расходы	66
4.2.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	67
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
5.2 Производственная безопасность	72
5.3 Экологическая безопасность	77
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы	77
5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных вод	78
5.3.3 Мероприятия по охране литосферы	79
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	83
ПРИЛОЖЕНИЕ А	84
ПРИЛОЖЕНИЕ В	93
ПРИЛОЖЕНИЕ С	96
ПРИЛОЖЕНИЕ D	102

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

МГКМ – Мыльджинское газоконденстное месторождение

СВГКМ – Северо- Васюганское газоконденсатное месторождение

КНГКМ – Казанское нефтегазоконденсатное месторождение

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ДКС – дожимная компрессорная станция

МЭФ – метан-этановая фракция

НТС – низкотемпературная сепарация

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 26 таблиц, 28 рисунков, 14 источников

ГАЗ, КОНДЕНСАТ, МЕТАНОЛ, ПОДГОТОВКА, ТЕХНОЛОГИЯ, РЕГЕНЕРАЦИЯ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «ХАЙСИС», НЕФТЯНОЙ ГАЗ, РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ТОВАРНЫЙ ГАЗ, НЕСТАБИЛЬНЫЙ КОНДЕНСАТ, СВОЙСТВА, КОМПОНЕНТЫ

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа (УКПГ) X газоконденсатного месторождения.

Цель работы – сокращение расхода метанола как ингибитора образования гидратов.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения об УКПГ X газоконденсатного месторождения, технология и нормы технологического процесса подготовки газа методом низкотемпературной сепарации.

С помощью программного комплекса «HYSYS» разработаны моделирующие технологические схемы существующей УКПГ, проведено исследование по изучению зависимости расхода метанола и его содержания в материальных потоках от подачи на установку дополнительно газа с Северо-Васюганского газоконденсатного и нефтяного газа с Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Прослежена динамика изменения компонентов  $C_{3+V}$ , и связанное с этим изменение расхода метанола.

Выявлено, что с увеличением в сыром газе жидких углеводородов на 2,5% количество потребляемого ингибитора увеличивается на 25%, что приводит к увеличению концентрации метанола в технологической воде на 9%.

Достигнута цель максимального извлечения метанола до 96.6%. По действующей схеме извлечение метанола составляет 89.5%.

Реализация предлагаемого режима процесса регенерации метанола позволит сократить расход метанола на 27,3 %, и одновременно снизить концентрацию метанола в технологической воде на 10,7% на УКПГ X.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, с использованием программного комплекса «HYSYS», Microsoft Excel.

## ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа (УКПГ) X газоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа состоит из модулей (технологических автоматизированных линий обработки газа с законченным технологическим процессом), что обеспечивает возможность поэтапного ввода УКПГ. Модули набираются из блоков, аппаратов (разработка ЦКБН), блок-боксов заводского изготовления. Надёжная работа магистрального газопровода и УКПГ напрямую зависит от качества транспортируемого газа.

В силу неоднородности и разрозненности месторождений проблема контроля качества газа является основным критерием надёжности, особенно по такому параметру, как влаго-содержание газа. Это связано с тем, что при течении влажного газа в трубопроводе происходит образование газовых гидратов, которое приводит к значительному увеличению гидравлического сопротивления и снижению пропускной способности трубопроводов вплоть до их полного закупоривания. Для борьбы с гидратами применяется ингибитор гидратообразования – метанол. Актуальность темы обусловлена тем, что на практике, фактический расход метанола на предприятиях добычи и трубопроводного транспорта газа, как правило, завышен вследствие его нерационального использования при ликвидации гидратной пробки. Это связано с тем, что на предприятиях добычи и трубопроводного транспорта зачастую отсутствуют системы мониторинга и контроля над процессом гидрато-образования.

Задача данной ВКР направлена на усовершенствование технологического процесса и получение достоверных предсказаний параметров. Нахождения оптимального способа осуществления технологического процесса в сжатые сроки и с минимальной вероятностью допущения ошибок. Кроме того, решение должно соответствовать поставленным бизнес - целям и в тоже время обеспечить эффективность, безопасность и рентабельность работы предприятия.

Наиболее эффективным решением задач повышения эффективности действующего производства, экономически более выгодно и практически приемлемо применение специализированных технологических моделирующих систем (ТМС). Эти системы формируются с использованием методологии метода математического моделирования, т.е. на основе иерархического подхода, с описанием на каждом этапе количественных закономерностей процессов в реальных условиях. По существу ТМС адаптируется к исследуемым процессам и отражает специфику конкретной технологии. Разработанные к настоящему времени универсальные моделирующие системы (такие как PRO-II, HYSYS и т.п.) используются в основном для проведения инжиниринговых (проектных) расчетов.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- Разработка и адаптация схем низкотемпературной сепарации на X Газоконденсатном Месторождении, с помощью программного продукта HYSYS.
- Изучение влияния изменений компонентного состава на факторы гидратообразования.
- Анализ изменения расхода метанола, в связи с изменением технологического режима.

Поэтому задачами данной ВКР являются:

- моделирование технологической схемы установки комплексной подготовки газа на X газоконденсатном месторождении до подачи дополнительного сырья с использованием программного комплекса HYSYS;
- моделирование существующей технологической схемы установки комплексной подготовки газа на X ГКМ при поступлении на газосборный пункт с Северовасюганского ГКМ и Казанского НГКМ с использованием программного комплекса HYSYS;
- анализ изменения расхода метанола;
- оптимизация технологического режима колонны отдувки метанола с целью сокращения расхода метанола;
- расчетные исследования и анализ выхода, состава и свойств ВМР, газа, выходящего с колонны отдувки метанола, и контроль отсутствия гидратов по всей технологической схеме;
- оценка технологической эффективности оптимизации технологии.

Защищаемые положения:

- зависимость расхода метанола от компонентного состава сырого газа;
- зависимость степени извлечения метанола от расхода сырого газа.

## **1 МЕТОДЫ БОРЬБЫ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ**

Техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов [1].

Основы процесса и условий образования газовых гидратов, подробно изложены в приложения А.

К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов, показанных на рисунке 1.1, в том числе и методы, использующие химические реагенты - ингибиторы гидратообразования.

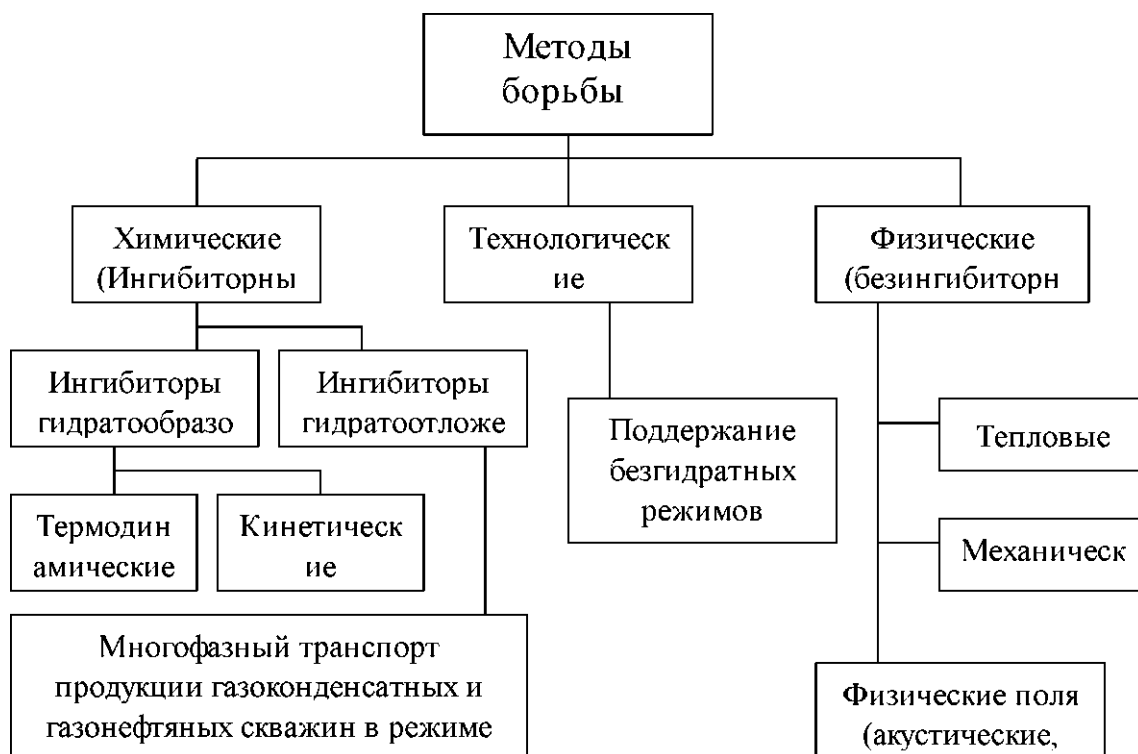


Рис.1.1 Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах

Предупредить образование гидратов можно путем ввода ингибиторов и теплоизоляции шлейфов.

Место образования гидратной пробки обычно удается определить по росту перепада давления на данном участке газопровода. Если пробка не сплошная, то в трубопровод через специальные патрубки, штуцера для манометров или через продувочную свечу вводят ингибитор. Если в трубопроводе образовались сплошные гидратные пробки небольшой длины, их иногда удается ликвидировать таким же путем.

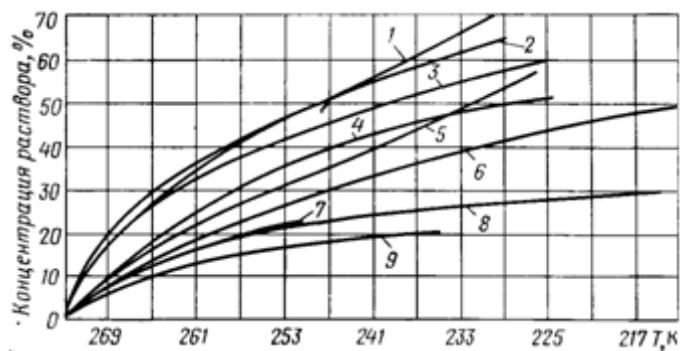


Рис.1.2 - Зависимость температуры замерзания воды от концентрации раствора. Ингибиторы: 1 - глицерин; 2 - ТЭГ; 3 - ДЭГ; 4 - ЭГ; 5 -  $C_2H_5OH$ ; 7 -  $NaCl$ ; 8 -  $CaCl_2$ ; 9 -  $MgCl_2$

Для быстрого разложения гидратной пробки применяют комбинированный способ; одновременно с вводом ингибитора в зоне образования гидратов снижают давление.

Ликвидация гидратных пробок методом снижения давления. Сущность этого метода заключается в нарушении равновесного состояния гидратов, в результате чего происходит их разложение. Давление снижают тремя способами:

- 1) Отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон через свечи пропускают газ;
- 2) Перекрывают линейный кран с одной стороны и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов;
- 3) Отключают участок газопровода с обеих сторон пробки и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов.

После разложения гидратов учитывают следующее: возможность накопления жидких углеводородов на продуваемом участке и образование повторных гидратоледяных пробок за счет резкого снижения температуры.

При отрицательных температурах по методу снижения давления в некоторых случаях не получают должного эффекта, так как вода, образовавшаяся в результате разложения гидратов, переходит в лед и образует ледяную пробку. В этом случае метод снижения давления используют в комбинации выводом в трубопровод ингибиторов. Количество ингибитора должно быть таким, чтобы при данной температуре раствор из введенного ингибитора и воды, получившийся при разложении гидратов, не замерзал (рис.1.2) [2].

Ликвидация гидратных пробок в трубопроводах природных и сжиженных газов методом подогрева. При этом способе повышение температуры выше равновесной температуры образования гидратов приводит к их разложению. На практике трубопровод подогревают горячей водой или паром. Исследования показали, что повышение температуры в точке контакта гидрата и металла до 30 - 40°C достаточно для быстрого разложения гидратов.

### **1.1 Ингибиторы для предотвращения гидратообразования**

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол и гликоли. Иногда используют жидкие углеводороды, ПАВ, пластовую воду, смесь различных ингибиторов, например метанола с растворами хлористого кальция и т.д.

На выбор того или иного ингибитора гидратов влияют следующие основные факторы:

- геологические, физико-географические и климатические условия того или иного месторождения;
- технологические особенности ингибитора, предполагаемого к применению с учетом функционирования сбора, промысловой и заводской обработки газа на рассматриваемом



месторождении, возможностей применения современных технологий рециркуляции ингибиторов;

- коррозионная активность основного реагента, входящего в состав ингибитора гидратов;

- совместимость ингибитора с пластовой минерализованной водой и с другими реагентами при разработке составов многоцелевого назначения, например, при разработке комплексных ингибиторов коррозии, парафиноотложения и гидратообразования, либо составов для выноса пластовой воды из скважин или шлейфов и обеспечивающих одновременно предупреждение гидратообразования;

- возможность организации собственного производства ингибитора вблизи месторождения с использованием компонентов природного газа в качестве сырья;

- ожидаемый и фактический удельный расход ингибитора на промысле и технико-экономические показатели с учетом дополнительных затрат на хранение реагентов, создания резервных запасов и утилизации промышленных стоков;

- особенности приготовления ингибитора нужного состава и его распределения по точкам ввода, трудности, возникающие при автоматизации процесса ингибирования;

- класс токсичности и соблюдение мер безопасности, необходимых при применении реагента;

- возможность и целесообразность регенерации отработанных растворов ингибиторов и выбор оптимальной технологии регенерации;

- пути утилизации отработанных растворов ингибиторов, не подлежащих регенерации, с целью обеспечения требований к охране окружающей среды (обезвреживание промышленных стоков и их закачка в поглощающие горизонты с учетом особенностей охраны геологической среды) [3].

Указанные факторы учитываются при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья, при реконструкциях и модернизациях действующего промыслового оборудования и изменении технологии обработки газа, а также при анализе возможностей перехода на новые ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы гидратообразования подразделяются на три класса

- 1) традиционные термодинамические ингибиторы - вещества, растворимые в воде, меняющие ее активность и, как следствие, смещающие трехфазное равновесие газ - водная фаза - газовые гидраты в сторону более низких температур (алифатические спирты, гликоли, водные растворы неорганических солей);

- 2) кинетические ингибиторы гидратообразования, прекращающие на время процесс образования гидратов (потенциальная замена термодинамическим ингибиторам);

3) реагенты, практически предотвращающие (или резко замедляющие) отложение гидратов за счет частичной блокировки жидкой водной фазы, предотвращают прямой контакт газ - вода, обеспечивая тем самым многофазный транспорт продукции скважин в режиме гидратообразования.

В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера России в качестве ингибитора гидратообразования используется практически только метанол. Метанол - широко распространенный антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих по каким-либо причинам гидратных отложений (неплотных гидратных пробок).

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на газодобывающих предприятиях России обусловлено следующими причинами:

- относительно низкой стоимостью (по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования), широко развитой промышленной базой. Производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления - газовых промыслах;
- высокой технологичностью процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки; отпадает необходимость в блоке приготовления реагента, что, например, является характерной особенностью применения ингибиторов неэлектролитов;
- наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах;
- очень низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- сравнительно малой растворимостью метанола в нестабильном конденсате, особенно при контакте нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 50 масс. %;
- некоррозионностью метанола и его водных растворов;
- наличием достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
- принципиальной проработанностью в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, в связи с постоянно возрастающими требованиями к охране окружающей среды;
- высокой эффективностью реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при ликвидации возникающих при нарушениях технологического режима неплотных гидратных пробок (отложений) в промысловых коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, АВО, теплообменном оборудовании) [3].

### 1.1.2 Ввод метанола

Наиболее распространен на газовых промыслах способ подачи метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) в струю газа. При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Пары воды поглощаются из газа, что значительно снижает точку росы, и, следовательно, создаются условия для разложения гидратов или для предупреждения их образования [4].

Основным условием эффективного действия метанола является взаимодействие паров воды с парами метанола и дальнейшая конденсация их, что приводит к значительному понижению влагосодержания газа. Наибольшая эффективность метанола может быть достигнута с применением его в качестве средства, предупреждающего гидратообразование, а не для разрушения уже образовавшихся гидратов. При этом метанол необходимо впрыскивать в газовый поток, обеспечив хорошее распыление и смешение с общим газовым потоком. Для борьбы с гидратообразованием на групповом пункте предусматривается одна (иногда две) метанольная установка (рис.1.3). Метанол вводится, как правило, после сепараторов первой ступени под избыточным давлением, равным разности между давлением высоконапорной скважины, с которой соединен метанольный бачок, и давлением скважин, в которые вводится метанол, что составляет около 30 - 50 кгс/см<sup>2</sup>. Количество вводимого в газопровод метанола для разложения образовавшихся гидратов определяют по графикам (рис. 1.4, 1.5) [5].

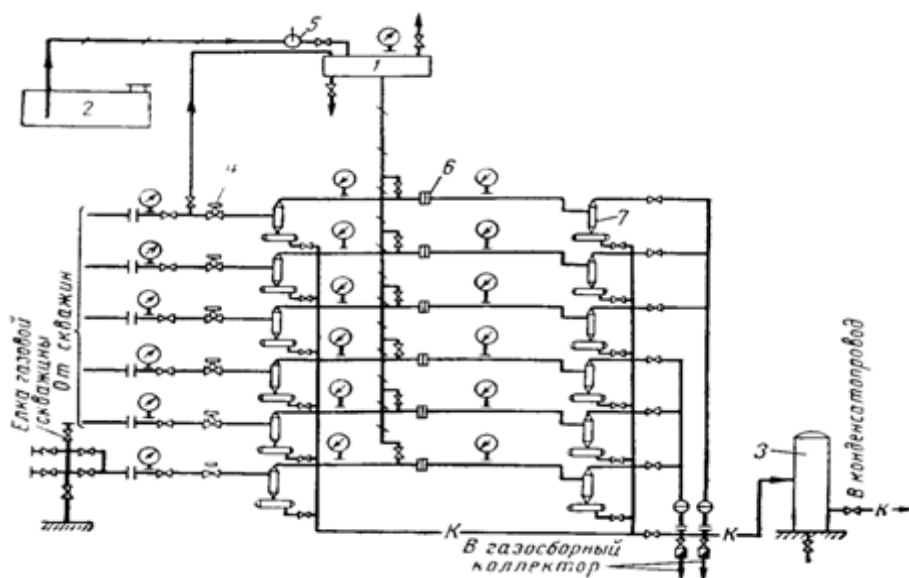


Рис. 1.3 - Схема группового пункта сбора и очистки газа.

1- метанольный бак, 2- емкость для хранения метанола, 5- ручной насос типа БКФ - 6, обвязочные трубопроводы и вентили

Сначала следует найти необходимое процентное содержание метанола в газе для разложения гидратов рисунок. 1.4, а затем по рисунку 1.5 соответствующий этому проценту расход метанола в килограммах на 1000 м<sup>3</sup> газа.

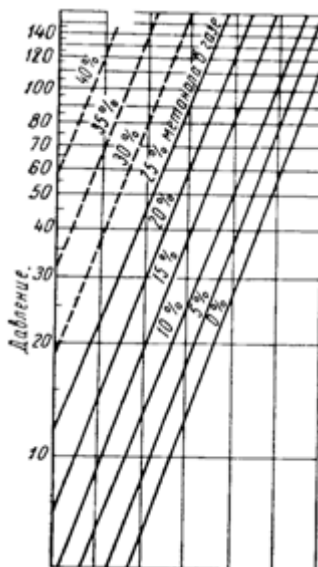


Рис.1.4 - Содержание метанола (в %) в газе, необходимое для разложения гидратов при различных давлениях и температурах

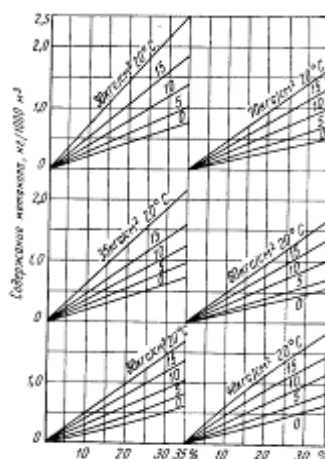


Рис.1.5 - Удельный расход метанола (кг/сут) для разложения гидратов, определяемый по содержанию метанола (%), давлению и температуре

Удельный расход метанола, необходимый для предотвращения гидратообразования при наличии в газе парообразной и жидкой влаги, определяется по формуле:

$$em = \frac{x \left( a + \frac{De}{100} \right)}{1000} : \text{кг/м}^3$$

где  $x$  - весовая концентрация метанола в воде в % определяется по рисунку 1.6, исходя из снижения точки замерзания раствора  $t = t_0 - t$ ;  $t$  - температура гидратообразования;  $a = em_0/x$  - отношение содержания метанола в газе, обеспечивающего насыщение газа, к

весовой концентрации в воде в кг (СНЗОН) 1000 м<sup>3</sup> /% вес (СНЗОН) в воде при нормальных условиях определяется по рисунку 1.7 для данных  $p$  и  $t$ ,  $De$  - содержание жидкой влаги в месте подачи метанола (кг/1000 м<sup>3</sup>) определяется экспериментально, а также приближенно:

$$De = e'_n - e''_n \quad (2.1)$$

где  $e'_n$  - начальное влагосодержание;  $e''_n$  - влагосодержание в точке ввода метанола. Величины  $e'_n$  и  $e''_n$  определяют для начальных и данных  $p$  и  $t$ . Суточный весовой расход метанола, необходимый для предотвращения гидратообразования, будет:

$$Q_m = Q_{m.г} + Q_{m.ж} = e_m Q, \text{ кг/сут} \quad (2.2)$$

$$Q_{m.ж} = Qe \times x/100$$

Здесь  $Q$  - дебит газа при нормальных условиях в тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{m.ж}$  - количество метанола, насыщающего жидкую влагу, в кг/сут;  $Q_{m.г}$  - количество метанола, необходимое для насыщения газа, в кг/сут;  $Q_m$  - общее количество метанола, необходимое для предотвращения гидратообразования, в кг/сут.

Из формул (1.1) и (1.2) видно, что чем меньше содержание жидкой влаги в газе, тем меньший требуется расход метанола.

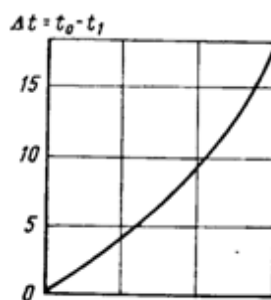


Рис.1.6 - Весовой процент метанола в воде  $x$ , необходимый для предотвращения образования гидратов, в зависимости от температуры, соответствующей снижению точки замерзания раствора  $\Delta t = t_0 - t$  ( $t_0$  - температура образования гидратов,  $t$  - температура газа в газопроводе)

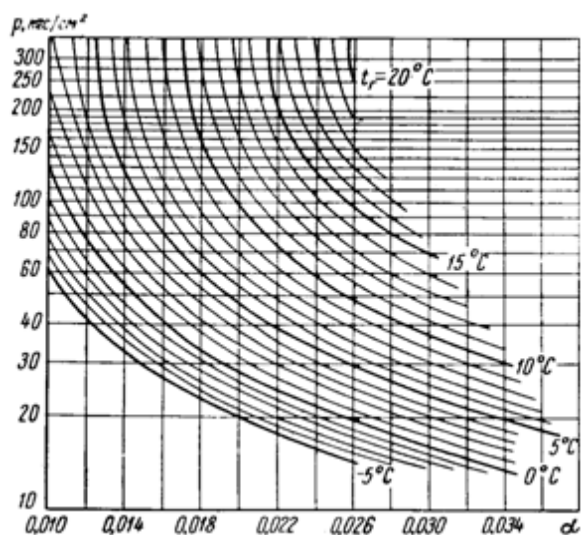


Рис. 1.7 - Отношение содержания метанола в газе к весовому проценту его в воде, для предотвращения образования гидратов в зависимости от давления и температуры в точке образования гидратов

### 1.1.3 Ввод электролитов

Для борьбы с гидратообразованием все большее применение находят электролиты и, в частности, водные растворы хлористого кальция. Это недорогой, безопасный и достаточно эффективный антигидратный ингибитор. Водные растворы хлористого лития также относятся к сильным электролитам, а свойства гигроскопичности их гораздо выше, чем у хлористого кальция. Ранее было установлено, что наиболее эффективным антигидратным ингибитором является 30 % - ный раствор хлористого кальция. При сопоставлении величины понижения равновесной температуры гидратообразования, в присутствии растворов хлористого лития в зависимости от его концентрации с аналогичными характеристиками других антигидратных ингибиторов (рис.2.1.1) установлено, что исследованные растворы наиболее эффективны. Так, если растворы хлористого кальция плотностью 1,08 снижают равновесную температуру на 3,5°C, то растворы хлористого лития этой же плотности приблизительно на 14°C. Дальнейшее повышение плотности раствора хлористого лития приводит к еще большему эффекту. При растворе плотностью 1,1 кристаллогидраты не были получены даже тогда, когда давление в системе было поднято до 240 кгс/см<sup>2</sup>, а температура снижена до 0,9°C.

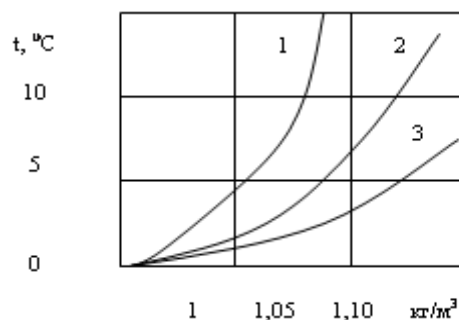


Рис. 2.1.1 - Снижение равновесной температуры гидратообразования (в системе газ - раствор соли) в зависимости от плотности раствора

1 - газ - LiCl, 2 - газ - CaCl<sub>2</sub> + 10 % LiCl ( $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$ ); 3 - газ - CaCl<sub>2</sub>.

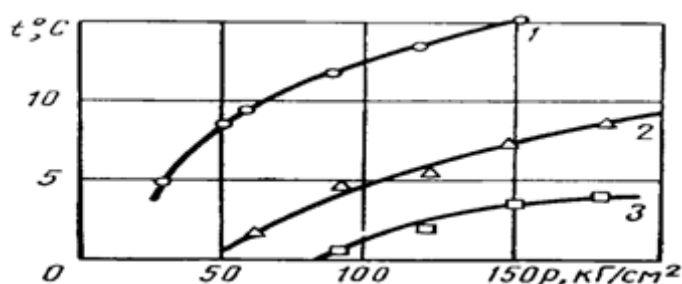


Рис. 2.1.2 - Равновесные условия гидратообразования природного газа с относительной плотностью  $\rho = 0,58$

Системы 1 - природный газ - вода, 2 - природный газ - пластовая вода, 3 - природный газ - комбинированный раствор (95 % пластовой воды + 5 % метанола)

Полученные данные свидетельствуют о весьма высокой эффективности растворов хлористого лития, применяемых в качестве антигидратных ингибиторов. Технологическая полезность этих растворов подтверждается не только относительно низкой рабочей концентрацией, но и достаточно низкой температурой замерзания. Например, для раствора плотностью 1,15 температура замерзания равна 62°C. Этот показатель играет особенно важную роль при решении вопросов борьбы с гидратами в условиях Крайнего Севера [6].

В целях экономии применение хлористого лития должно сочетаться с последующим улавливанием и регенерацией отработанного раствора. Было изучено влияние добавки хлористого лития к растворам хлористого кальция различной концентрации. В результате установлено, что эта добавка значительно увеличивает депрессию равновесной температуры гидратообразования, создаваемую растворами хлористого кальция (рис. 2.1.2). Причем эффект резко возрастает с увеличением плотности последнего.

Таким образом, несмотря на то, что смешанные растворы значительно уступают по эффективности растворам хлористого лития они обеспечивают снижение равновесной

температуры гораздо в большем диапазоне, чем растворы хлористого кальция. В связи с этим применение растворов хлористого кальция в смеси с 10 % - ной (по объему) добавкой раствора хлористого лития плотностью 1,1 позволяет с большей эффективностью бороться с гидратами.

#### 1.1.4 Ввод гликолей

Этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) применяются в качестве антигидратных ингибиторов. В таблице 2.1.3 приведена характеристика гликолей.

По своим качествам гликоли являются более сильными, но и более дорогими ингибиторами по сравнению с растворами хлористого кальция и метанолом. При использовании отработанный раствор обязательно регенерируется и используется вновь. Это значительно снижает стоимость применения гликолей [5].

Таблица 2.1.3 - Характеристика гликолей

Гликоль	Температура замерзания, °С	Температура кипения, °С
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O <sub>2</sub> (ЭГ)	От - 17,4 до - 12	197,2 (198 - 200)
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub> (ДЭГ)	От - 10,45 до - 6,5	244,5 (245 - 250)
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>4</sub> (ТЭГ)	- 5	280 - 290

Выбор гликоля зависит от состава газа. Так, в магистральном газопроводе, где присутствует природный газ, лучше применять ЭГ. Однако в сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратах использовать ЭГ невыгодно из-за высокой упругости его паров. Для этих условий более подходят ДЭГ и ТЭГ. Следует отметить, что в единой системе сбора и транспорта газа следует применять один вид гликоля, что упрощает сбор и регенерацию отобранного раствора. С этой точки зрения целесообразнее всего применять ДЭГ.

Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) часто используют для осушки газа и в качестве ингибитора для борьбы с отложениями гидратов. Наиболее распространен как ингибитор диэтиленгликоль, хотя применение этиленгликоля более эффективно: его водные растворы имеют более низкую температуру замерзания, меньшую вязкость (рис.2.1.4), а также малую растворимость в углеводородных газах, что значительно снижает его потери.



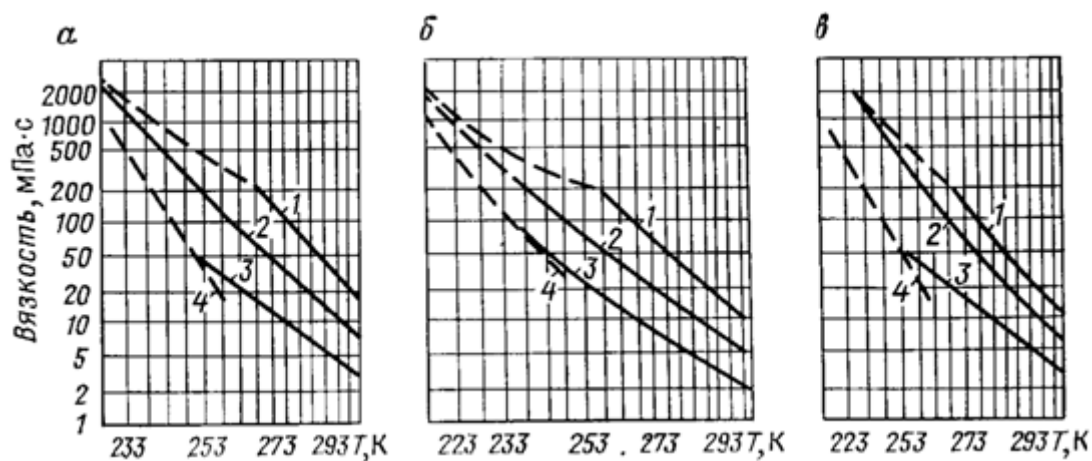


Рис.2.1.4 - Зависимость вязкости водных растворов гликолей от температуры.

А - ЭГ; б - ДЭГ; в - ТЭГ; содержание гликоля (%): 1 - 10; 2 - 25; 3 - 50; 4 - кривая замерзания

Гликоли с водой также смешиваются в любых соотношениях. Плотность водных растворов гликолей и температуру их замерзания можно определить по графикам (рис.2.1.5 и 2.1.6). Наиболее низкие температуры замерзания этих растворов находятся в пределах концентрации 60 - 70%, которые являются оптимальными при использовании гликолей в качестве ингибиторов гидратов. Так как упругость паров гликолей при температуре образования гидратов небольшая (рис.2.1.7), то они при вводе в трубопровод практически полностью остаются в жидкой фазе, что упрощает их улавливание для повторного использования [6].

Регенерация гликолей проводится до получения раствора необходимой концентрации. Потери гликолей при использовании их в качестве ингибиторов гидратов складываются из потерь при регенерации (термическое разложение и унос), потерь в результате неполного отделения от газа в сепараторах, растворения гликолей в конденсате и газе, всевозможных утечек и др.

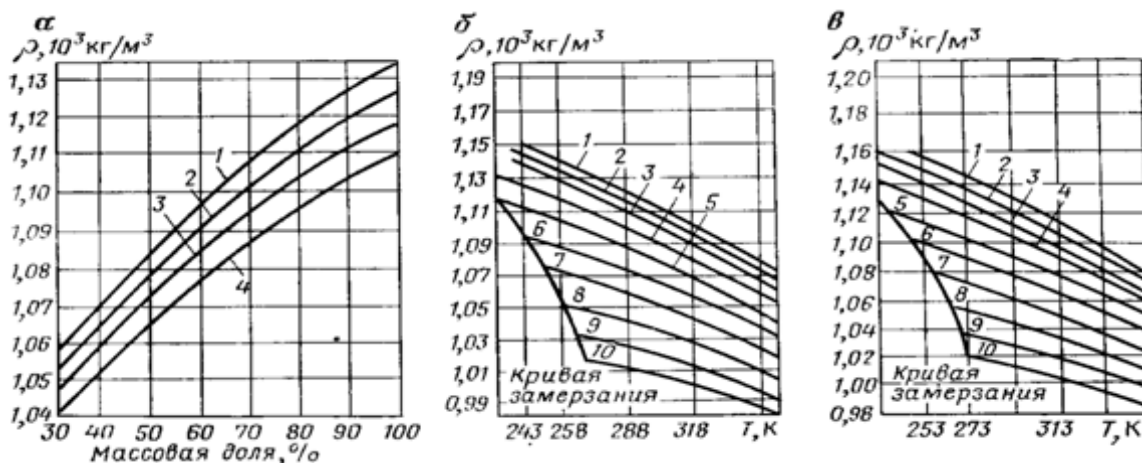


Рис.2.1.5 - Зависимость плотности водных растворов гликолей от температуры. а - ЭГ. Температура (°C): 1 - 44; 2 - 156; 3 - 267; 4 - 378; б - ДЭГ; в - ТЭГ. Массовая доля в %: 1 - 100; 2 - 90, 3 - 80, 4 - 70; 5 - 60; 6 - 50; 7 - 40; 8 - 30; 9 - 20; 10 - 10



Рис.2.1.6 - Зависимость температуры замерзания водных растворов гликолей от концентрации. 1 - ДЭГ; 2 - ЭГ

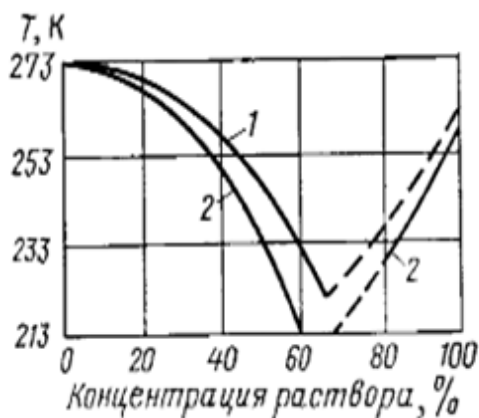


Рис.2.1.7 - Зависимость упругости паров гликолей от температуры.

1 - ЭГ; 2 - ДЭГ; 3 - ТЭГ

## 1.2. Осушка газа методом низкотемпературной сепарации (НТС)

Сущность процесса НТС состоит в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа до минус 10 – минус 30°C и последующем разделении жидкой и газовой фаз [7].

Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томсона. Процесс дросселирования – изоэнтальпийный и при термобарических условиях функционирования установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа: 3 – 4,5°C на 1 МПа. Причем, значение дифференциального дроссель-эффекта зависит от состава газоконденсатной смеси и возрастает с понижением температуры газа до дросселя.

За рубежом метод НТС впервые был апробирован в США для извлечения жидких углеводородов из продукции скважин газоконденсатных месторождений в 1950 г.

Теоретические проработки рассматриваемой технологии во ВНИИГАЗе начаты в 1953 г. Процесс НТС в отечественной практике впервые реализован на промыслах Краснодарского края в 1959 г. В то время не имелось собственного опыта проектирования, строительства и эксплуатации установок НТС. Последующее внедрение установок НТС на Шебелинском и других месторождениях Украинской республики также сопровождалось преодолением организационно-технических и технологических трудностей. Затем процесс НТС был успешно реализован на месторождениях Средней Азии, Оренбургском и Карачаганакском ГКМ.

Простейший вариант технологии НТС представлен на рисунке 1.2

Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат, выпавшие в стволах скважин и газосборных сетях. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа "газ-газ" для рекуперации холода сдросселированного газа, где охлаждается на 10-15 °С и более. Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля - Томсона понижается от (-10) до (-30) °С. После дроссельного устройства 3 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C5+B+) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с "сырым" газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта [8].

Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изоэнтальпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать 10-12 °С на 1 МПа свободного перепада давления.

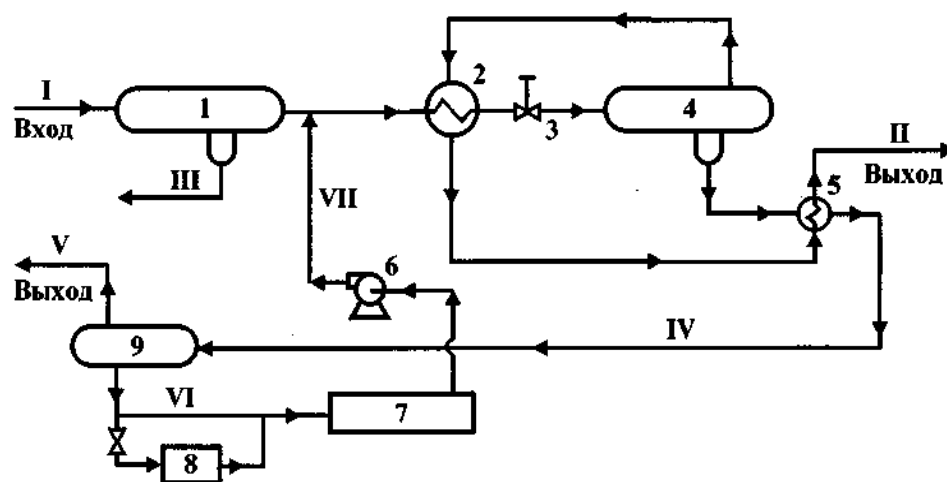


Рис.1.2 - Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин

1,4 — сепараторы; 2, 5 — теплообменники; 3 — штуцер (дроссель); 6 — насос; 7 — установка регенерации гликоля; 8 — фильтр; 9 — трехфазный разделитель; I — сырой газ; II — сухой газ; III — конденсат газовый и вода; IV — конденсат газовый и насыщенный гликоль; V — конденсат газовый; VI — гликоль насыщенный; VII — гликоль регенерированный

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившиеся в сепараторе 4, поступают в разделитель 9, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель). Дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку с целью получения дизтоплива, бензина газоконденсатного, пропеллентов, хладагентов и других целевых продуктов. Стабилизация может проводиться или в промысловых условиях или на ГПЗ. Газофракционирование конденсата проводят в заводских условиях. Газы дегазации низкого давления могут быть использованы на внутренние нужды. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования (насыщенный гликоль или водный раствор метанола) направляется на установку регенерации.

Принципиальную схему технологии НТС (Рис.1.2) следует назвать схемой с двухступенчатой сепарацией газа. Ступеней сепарации газа может быть и больше двух. Так, если включить в технологическую схему перед дросселем дополнительный промежуточный сепаратор (после теплообменника 2 перед дросселем 3), то сепарация природного газа станет трехступенчатой. Схемы низкотемпературной сепарации с числом ступеней сепарации больше трех в промысловых условиях практически не используются [9].

## **2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Разработка современных технологических процессов переработки природного углеводородного сырья и оптимальная эксплуатация действующих производств невозможна без применения моделирующих программ, имеющих высокую точность описания параметров технологических процессов и позволяющих без значительных материальных и временных затрат производить исследования этих процессов. Такие модельные исследования имеют огромное значение не только для проектирования, но для функционирования существующих производств, так как позволяет учесть влияние внешних факторов (изменение состава сырья, изменение требований к конечным и промежуточным продуктам и т.д.) на показатели действующих производств. В настоящее время инженерам-технологам доступно большое число программных средств моделирования химико-технологических процессов.

На X газоконденсатном месторождении существует проблема с перерасходом метанола как ингибитора гидратообразования при технологии низкотемпературной сепарации, а также с недолжной работой таких аппаратов как: колонна регенерации метанола, выветриватель газа и разделитель жидкости, так как содержание метанола в ВМРе превышает допустимые концентрации. Так по результатам анализов средние концентрации метанола составляют: 12,5%, 30,3%, 22,4%, соответственно.

В 1996 году канадская компания Huprotech Ltd представила новую разработку – Hysys, разработанную специально для 32 разрядных платформ PC/Windows. Особый акцент сделан на работу с уравнением состояния Пенга-Робинсона [9]. В настоящее время вышла версия программы 2007 г. Программа, наряду с возможностью статического моделирования технологических схем, позволяет в той же среде производить динамическое моделирование отдельных процессов и всей технологической цепочки, а также разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процессов. Имеется возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн и оценку стоимости оборудования. Программа имеет развитый графический интерфейс, поддерживает технологию OLE-2 и хорошо интегрирована с офисными приложениями Microsoft .

### **2.1 Методическая часть**

Aspen HYSYS представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес - планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии [10].

### **Задача:** моделирование и исследование

Деятельность специалистов нефте- и газодобывающей, а также перерабатывающей промышленности направлена на усовершенствование технологического процесса и получение достоверных предсказаний параметров. Перед инженерами стоит задача нахождения оптимального способа осуществления технологического процесса в сжатые сроки и с минимальной вероятностью допущения ошибок. Кроме того, решения, принимаемые технологами, должны соответствовать поставленным бизнес - целям и в тоже время обеспечивать эффективность, безопасность и рентабельность работы предприятия.

### **Перспектива:** связь моделирования с бизнес-целями

Моделирование технологических процессов позволяет связать бизнес - цели с проектированием и эффективно управлять производством. К наиболее важным преимуществам моделирования технологических процессов относятся:

- Организация расчётных исследований и причинно-следственного анализа для выбора оптимального варианта технологического процесса, соответствующего поставленным бизнес – целям.
- Нахождение оптимальных режимов работы оборудования для получения желаемой производительности установок и желаемого качества продуктов.
- Оценка влияния изменения характеристик сырья, сбоев в работе и остановки оборудования на безопасность, надёжность и рентабельность установки.
- Наблюдение за состоянием оборудования.
- Оценка таких дефектов оборудования, как загрязнение теплообменников и захлёбывание тарелок ректификационных колонн путём моделирования и мониторинга оборудования реальной установки.

### **Решение:** HYSYS

Программный пакет HYSYS построен на основе надёжных и проверенных методов расчёта технологических процессов. Уже более 25 лет HYSYS применяется для моделирования процессов добычи нефти и газа, нефте- и газопереработки. Программа с одинаковым успехом работает в проектных и инжиниринговых фирмах, в ПКО заводов, в научно-исследовательских институтах и на заводских установках. На сегодняшний день инженеры и технологи используют HYSYS как средство построения стационарных моделей при проектировании технологических процессов, для мониторинга состояния оборудования и выявления неисправностей, для оптимизации технологических режимов, бизнес – планирования и управления активами.

### **Ключевые особенности HYSYS**

HYSYS объединяет в себе удобный интерфейс и мощные средства для инженерных расчётов, что позволяет инженерам использовать программный пакет с максимальной эффективностью и с помощью него получать дополнительные знания о технологических процессах. Ключевыми особенностями HYSYS являются:

- Удобный графический интерфейс (PFD – Process Flowsheet Diagram). В окне программы в удобном для пользователя виде изображается схема технологического процесса. В программу включены возможности копирования, вырезания, вставки объектов, а также соединения объектов с помощью мыши. При построении больших схем несколько объектов можно объединить в отдельную подсхему.

- Точные термодинамические модели. Использование термодинамических моделей HYSYS позволяет рассчитать физические свойства, транспортные свойства, фазовое равновесие с гарантированно высокой точностью. Программа содержит обширную базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов.

- Открытая архитектура. HYSYS позволяет создавать пользовательские термодинамические и кинетические модели, а также модели единиц оборудования с помощью встроенного языка программирования (аналога Visual Basic). Вы можете подключать и использовать совместно с программой HYSYS Ваши собственные программы (созданные в среде Visual Basic, C++, Excel), расширяя её стандартные возможности и создавая интегрированные системы технологических расчетов.

- Обширная библиотека модульных операций. HYSYS включает в себя статические и динамические модели ректификационных колонн, реакторов, теплообменников, циклонов и фильтров и, кроме того, Вы можете использовать в HYSYS логические операции. Применение этих моделей даёт очень реалистичные результаты и позволяет выявлять такие ситуации, как опустошение или переполнение резервуара, обратное течения потока.

- Детальный проектный и поверочный расчёт теплообменников. При поверочном расчёте пользователь может импортировать в HYSYS подробную модель теплообменника из таких специализированных программ, как TASC+™ (программа для детального конструкционного расчёта кожухотрубчатых теплообменников), ACOL+™ (детальный расчёт воздушных холодильников), MUSE™ (расчёт пластинчато-ребристых теплообменников). Это позволяет провести в среде HYSYS более точный расчёт теплообменного оборудования.

- Экономическая оценка проекта. Модели, построенные в HYSYS, могут быть экспортированы в программу Aspen Icarus Process Evaluator™ или Aspen Icarus Project Manager™ с целью экономической оценки проекта. Aspen Icarus™ предназначен для оценки

стоимости основного и дополнительного оборудования отдельных элементов схемы и всей установки в целом.

- Передача данных в конструкторскую программу. Модели могут быть экспортированы из HYSYS в Aspen Zyqad™ для дальнейшего использования в конструкторских программах (например, в AutoCAD). Применение Aspen Zyqad позволяет повысить качество и эффективность инженерных расчётов и сократить время на реализацию проекта.

### **Встроенные модули HYSYS**

- Модуль HYSYS Data Rec™ позволяет согласовывать данные модели и реальной установки для контроля рабочих характеристик оборудования и on-line оптимизации.

- Возможность проводить оптимизационные расчеты и «расчетные исследования» с автоматическим перебором параметров.

- Встроенные электронные таблицы (аналог MS Excel), позволяющие проводить дополнительные расчеты с использованием переменных технологической схемы.

- Большой набор встроенных утилит позволяет рассчитать:
  - ✓ условия гидратообразования и его ингибирования, образования твердой углекислоты

- ✓ точки росы по воде и углеводородам, кривые разгонки (ИТК, ГОСТ, вакуумная разгонка и т.д.), товарные свойства нефтепродуктов (ДНП)

- ✓ размеры емкостей, колонн и т.п.

### **Дополнительные модули HYSYS**

Дополнительные модули расширяют стандартные возможности HYSYS. Благодаря открытой архитектуре HYSYS в качестве дополнительных модулей выступают как собственные программы AspenTech, так и программы компаний-партнёров AspenTech. Дополнительные модули позволяют настроить HYSYS с учётом специфики конкретного производства [11].

- HYSYS Crude Module™ для расчёта потоков нефти, колонн АВТ
- Программный пакет HYSYS Dynamics™ – моделирование в динамическом режиме
- Программный пакет HYSYS OLGAS™ – расчёт трубопроводов
- Программный пакет HYSYS PIPESYS™ – расчёт магистральных трубопроводов
- Модуль HYSYS Upstream™ для расчёта процессов добычи нефти
- Модуль HYSYS Amines™ для расчёта процессов аминовой очистки
- Программный пакет Aspen RefSYS™ для расчёта основных установок, применяемых в нефтепереработке.



## **Экономический эффект**

Использование программы HYSYS даёт значительный экономический эффект: повышается производительность и прибыльность установок. Экономический эффект от использования программы HYSYS достигается за счёт следующего:

- Оптимизация проектирования - возможность в сжатые сроки оценить рентабельность, безопасность и надёжность установки.
- Мониторинг состояния оборудования – уверенность в том, что оборудование работает в оптимальном режиме.
- Уменьшение затрат на реализацию проекта – возможность свести к минимуму количество ошибок и сделать проект менее трудоёмким.

## **2.2. Технология подготовки газа на УКПГ X**

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначена для сбора и полной обработки газа X газоконденсатного месторождения до кондиции согласно ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральный газопровод» с последующей подачей его в магистральный газопровод X-Вертикос с давлением 5,4 МПа.

Установка комплексной подготовки газа состоит из модулей (технологических автоматизированных линий обработки газа с законченным технологическим процессом), что обеспечивает возможность поэтапного ввода УКПГ. Модули набираются из блоков, аппаратов (разработка ЦКБН), блок-боксов заводского изготовления. [12]

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по коллекторно-лучевой схеме, включающей семь самостоятельных коллекторов диаметром 200-300 мм, по которым газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УКПГ.

Куст скважин - это горизонтальная площадка, на которой размещены: газовые скважины, оборудованные фонтанной арматурой (АФТ), эстакада технологических трубопроводов, узел для проведения замеров дебитов и газоконденсатных исследований скважин, средства контроля и автоматизации (в блок-боксе КА), связи, электрохимзащиты.

Продукция добывающих скважин по НКТ поступает в верхний боковой отвод фонтанной арматуры, проходит через регулируемый дроссель Др-1 и по теплоизолированным трубопроводам Ду100 (от вертикальных и наклонных скважин) и Ду150 (от горизонтальных скважин) подается на распределительную гребенку куста скважин.

От кустов скважин природный газ по индивидуальным газопроводам-шлейфам Ду200, Ду300 (кусты № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14) поступает на УВШ №1, 2, где распределяется на три модуля подготовки газа (МПП) [12].

Для предупреждения гидратообразования в скважинах на регулирующем дросселе фонтанной арматуры и в газопроводах предусмотрен дозированный ввод метанола

Продувка скважин при освоении технологических трубопроводов на кустах производится через горизонтальное факельное устройство (ГФУ), расположенное в земляном амбаре. Конструкция и размеры амбара обеспечивают локализацию пламени. На технологическом трубопроводе перед ГФУ устанавливается диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) для распыления жидкой фазы.

### **2.2.1 Установка комплексной подготовки газа**

Исходя из требований к качеству подготавливаемого газа, на УКПГ осуществляется наиболее приемлемый способ подготовки товарной продукции из газоконденсатных залежей X - низкотемпературная сепарация (НТС). Подключение скважин к УКПГ - коллекторно-лучевое и выполнено с учётом баланса расходов газа по МПГ [12].

### **2.2.2 Узлы входа шлейфов**

Узлы входа шлейфов предназначены для подключения шлейфов от кустов скважин, распределения газовых потоков по трем МПГ (два рабочих и один резервный), сброса газа на факел при аварийной ситуации на УКПГ, распределения ингибитора гидратообразования (метанол) по кустам газовых скважин и оперативного технологического учета продукции скважин, поступающей на УКПГ по трубопроводам (шлейфам).

Продукция скважин по газопроводам под давлением до 7,5 МПа и температурой плюс 5–35 °С через шаровые краны с ручным приводом К-1÷К-7 и обратные клапаны ОК1÷ОК7 поступает в блок-бокс УВШ № 1, 2, где через шаровые краны направляется на подготовку в МПГ: №1, 2, 3 [12].

Для предотвращения повышения давления в газопроводах-шлейфах перед шаровым кранами К-1÷К-7 предусмотрена установка электроприводных шаровых кранов ЭКП с дистанционным управлением для сброса избыточного давления на факел высокого давления.

### **2.2.3 Технологический модуль подготовки газа №1**

Газоконденсатная смесь со скважин, а также с Казанского и Северо-Васюганского месторождений, приходит на узлы входа шлейфов №1,2, где Казанский и Северо-Васюганский газ проходит предварительную сепарацию в сепараторах С-1 и С-1,2 соответственно (Рис.2.2.1). С узла входа шлейфов с давлением до 6.6 МПа и



РЖ-1. После компремирования на ГПА газ с давлением 7,35 МПа, температурой плюс 30-40°C направляется на аппараты воздушного охлаждения АВО-4,5,6, где охлаждается до температуры плюс 20-30°C, затем подается в трубное пространство двухсекционного теплообменника «газ-газ» Т-1, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа, проходящего по межтрубному пространству теплообменника Т-1, до температуры от минус 10°C до плюс 10°C

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15, через узел ввода метанола УВМ. Подача метанола, в трубопровод Ду300, производится через форсунку или через прямой впрыск. В узле ввода метанола осуществляется дозирование и учёт расхода метанола, подаваемого от БДИ-2.

Охлажденный в теплообменнике Т-1 прямой поток газа с давлением до 7.35 МПа, по трубопроводу Ду300, поступает в сепаратор второй ступени С-2/1.

Для предотвращения превышения давления на входе в сепаратор С-2/1 установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-2/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 8,25 МПа.

В сепараторе С-2/1 происходит отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась в результате снижения температуры в теплообменнике Т-1.

Отсепарированные в сепараторе С-2/1 газовый конденсат, влага и метанол, по уровню через клапан регулятор уровня выводится в разделитель жидкости РЖ-2/1, с давлением 2,6÷2,8 МПа и температурой от минус 5°C до плюс 5°C через трубный пучок теплообменника ТР-2/1, где нагревается до температуры плюс 15÷25°C стабильным конденсатом от УДСК или паром от котельной.

Основная часть освобожденного от капельной жидкости газового потока из С-2/1 ( $\approx 140$  тыс м<sup>3</sup>/час), по трубопроводу Ду 150, с давлением 7.1-7.3 МПа и температурой +3÷-15°C, в качестве активного потока подается на два эжектора ЭЖ-1/1 и ЭЖ-2/1 для утилизации низконапорного газа с давлением 1,3-1,9 МПа от УДСК-1, 2 и газа дегазации из разделителя жидкости РЖ-2/1 с давлением 1,2-2,4 МПа, оставшаяся часть газового потока подается в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-2, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа, проходящего по межтрубному пространству теплообменника, до температуры минус 25÷30 °C.

На входе и выходе прямого потока газа ведется дистанционное измерение разности давлений над и под перегородкой распределительной камеры каждой секции Т-2/1 и

теплообменника (двух секций). Перепад давления на каждой секции не должен превышать 0,24 МПа.

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-2/1, предусмотрена подача метанола. Подача метанола, в трубопровод Ду300, производится через форсунку или через прямой впрыск. В узле ввода метанола осуществляется дозирование и учёт расхода метанола, подаваемого от БДИ-2/1.

Охлажденный до температуры минус 15÷25°С в теплообменнике Т-2/1 поток газа с давлением 7,1-7,7 МПа, по трубопроводу Ду300, поступает на регулирующий клапан давления КР-3/1, на котором дросселируется до давления 3,7÷5,5 МПа и охлаждается за счет дроссель-эффекта до температуры минус 25-45 °С.

Регулирующий клапан прямого действия КР-3/1 обеспечивает стабильное давление газа 3,7÷5,0 МПа на входе в низкотемпературный сепаратор С-3/1 МПГ. Давление до и после КР-3/1 замеряется электроконтактными манометрами.

Для предотвращения гидратообразования на КР-3/1, предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15 от БДИ-2/1.

После клапана КР-3/1 газовый поток при температуре минус 25-45°С и давлением 3,7÷5,5 МПа по трубопроводу Ду300 направляется в сепаратор С-3/1.

На вход низкотемпературного сепаратора С-3/1 с давлением 3,7÷5,5 МПа поступают газы дегазации конденсата из РЖ-1/1.

Для предотвращения превышения давления на входе сепаратора С-3/1, установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-3/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 5,8 МПа. В низкотемпературном сепараторе С-3/1 происходит отделение капельной жидкости сконденсированной в результате снижения температуры до минус 25÷45°С и давления до 3,7÷5,5 МПа.

Отсепарированная жидкость (газовый конденсат, метанольная вода) по уровню через регулирующий клапан с температурой минус 30÷35°С и давлением 3,7÷5,5 МПа смешивается с потоком жидкости от С-2/1 и поступает в трубное пространство теплообменника ТР-2/1, где нагревается стабильным конденсатом от УДСК до плюс 15÷30 °С и подаются в разделитель РЖ-2/1.

Осушенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора С-3/1, после оперативного замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой минус 30÷35 °С и с давлением 3,7÷5,5 МПа поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-2/1, где нагревается прямым потоком сырого газа до минус 12÷18 °С.

Нагретый до минус  $12 \div 18$  °С газовый поток из теплообменника Т-2/1 поступает в межтрубное пространство теплообменника Т-1/1, где нагревается прямым потоком сырого газа до температуры плюс  $5 \div 25$  °С.

Осушенный природный газ с температурой плюс  $5 \div 25$  °С и давлением  $3,3 \div 5,4$  МПа после регулирующего клапана через электроприводные краны, направляется на одну из замерных ниток УЗГ и далее в магистральный газопровод «Мыльджино - Вертикос»

Жидкая фаза из сепаратора первой ступени С-1/1, по трубопроводу Ду150, с давлением  $5,5 \div 5,6$  МПа и температурой плюс  $5 \div 25$  °С направляются через регулирующий клапан в разделитель жидкости РЖ-1/1, где производится разделение на углеводородный конденсат, газ и метанольную воду.

Метанольная вода из РЖ-1/1 по уровню через регулирующий клапан, под давлением 0,2 МПа по трубопроводу Ду50 подается в блок выветривания газа ВГ-1/1,2 УСТРМ.

Углеводородный конденсат из РЖ-1/1 по уровню через регулирующий клапан, под давлением  $2,5 \div 2,7$  МПа, по трубопроводу Ду80, подается в РЖ-2/1.

Газ дегазации из РЖ-1/1 с давлением  $3,7 \div 5,5$  МПа и температурой плюс  $5 \div 30$  °С через регулирующий клапан давления в аппарате, по трубопроводу Ду50, подается на вход низко температурного сепаратора С-3/1.

Для предотвращения превышения давления в разделителе жидкости РЖ-1/1 установлены два предохранительных клапана ПК – 4/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 5,9 МПа.

Углеводородный нестабильный конденсат и растворенная метанольная вода из РЖ-1/1, по трубопроводу Ду100, поступает в РЖ2/1.

Углеводородный конденсат и метанольная вода из низкотемпературного сепаратора С-3/1 с давлением  $3,7 \div 5,5$  МПа и температурой минус  $30 \div 35$  °С поступает на вход трубного пространства теплообменника ТР-2/1, через задвижку Зд57 объединившись с газовым конденсатом из сепаратора С-2/1.

Для предотвращения превышения давления на входе углеводородного конденсата в теплообменник, установлены два предохранительных клапана ПК-6/1-1, 2, настроенные на давление срабатывания 6,3 МПа (на трубопроводе жидкости с С-2/1).

Нагретый до температуры плюс  $15 \div 30$  °С, углеводородный конденсат из трубного пространства теплообменника ТР-2/1 с давлением  $2,6 \div 2,8$  МПа поступает в разделитель жидкости РЖ-2/1.

В разделителе жидкости происходит разделение жидкой фазы на метанольную воду и углеводородный конденсат, за счет разности плотностей и дегазация жидкой фазы.

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-2/1 через регулирующий клапан уровня выводится в выветриватели газа ВГ-1/1,2.

Углеводородный конденсат из разделителя жидкости РЖ-2/1, через регулирующий клапан уровня направляется на площадку переключающей арматуры УДСК.

Для предотвращения превышения давления в разделителе жидкости РЖ-2/1 установлены два предохранительных клапана ПК-5/1 настроенные на давление срабатывания 2,9 МПа.

Метанол на МПГ №1 под давлением до 16,0 МПа по трубопроводу Ду50 от насосов Н-5/1÷3 УСТРМ поступает на блок фильтров БФ-2/2, далее на БДИ 2/1,2 и на требуемые точки впрыска метанол [13].

#### **2.2.4 Колонна отдувки метанола**

Назначение установки оборотного снабжения метанолом УКПГ Х ГKM:

– утилизация метанола из отработанного водного раствора.

Состав установки «Системы оборотного снабжения метанолом УКПГ Х ГKM»:

1. Колонна отдувки К-1 на открытой площадке ( $\varnothing = 1,2$  м,  $h=13$  м) - это вертикальный цилиндрический аппарат, в котором расположены 14 массообменных колпачковых тарелок со съёмной сетчатой насадкой на каждой тарелке. Над ними расположена тарелка-отбойник с центробежными элементами, где сепарируется выходящий поток газа. Отсепарированная жидкость из сепарационной тарелки поступает через гидрозатвор на верхнюю массообменную тарелку и далее стекает в куб колонны.

2. Блок насосов подачи насыщенного метанола в колонну отдувки (в помещении существующей насосной перекачки метанола)

При проектировании установки по утилизации отработанного водно-метанольного раствора (ВМР) были максимально использованы существующие аппараты и оборудование:

- в качестве накопителей насыщенного метанола предусмотрен существующий блок выветривания газа ВГ-1/2;

- в качестве выветривателя очищенной воды – существующий блок выветривания газа ВГ-1/1.

К установке подключены также 1<sup>й</sup> 2<sup>й</sup> и 3<sup>й</sup> модули подготовки НТС газа УКПГ (существующие), откуда отбирается газ, используемый для отдувки метанола.

Часть сырого газа, направляется по коллектору  $\varnothing 530 \times 14$  после дожимной компрессорной станции (ДКС) на НТС с давлением  $P=7,0-7,35$  МПа и  $T=20-28^{\circ}\text{C}$ ,

поступает в колонну через штуцер в нижней части аппарата, а 13-40%-ный раствор метанола поступает на верхнюю массообменную тарелку. В результате противотока происходит контакт газа с метанолом, концентрация последнего в газе повышается, а очищенная вода стекает вниз и выводится с куба колонного аппарата. Выходящий с верха колонны газ с давлением 7,0-7,35 МПа и  $T=25^{\circ}\text{C}$  через регулирующий клапан возвращается в трубопровод подачи газа от ДКС на низкотемпературную сепарацию 1, 2 и 3<sup>го</sup> модулей. Параметры установки: давление газа 7,0-7,35 МПа,  $T_{\text{газа}} = 20 - 30^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{метанола}} = 10 - 30^{\circ}\text{C}$ .

В колонну поступает только часть газа, неостребованный для отдувки газ направляется по байпасу на дальнейшую переработку во 2 и 3-ий модули.

Расход газа, подаваемого в колонну, автоматически поддерживается в зависимости от количества и концентрации насыщенного метанола, поступающего на верх колонны К-1.

Для подачи насыщенного метанола в колонну К-1 предусмотрены 3 насоса. В качестве насосов используются установки электронасосные дозирочные мембранные УНД 1М 500/100 КВ-31. Производительность установки 500 л/час, давление нагнетания – 100 кгс/см<sup>2</sup>.

Электродвигатель во взрывозащищенном исполнении,  $N_{\text{дв.}} = 4 \text{ кВт}$ .

На всас насосов Н-1/1,2,3 насыщенный метанол поступает из блока выветривателя ВГ-1/2, где осуществляется отделение газа. При снижении уровня насыщенного метанола ниже допустимого происходит отключение одного или двух насосов Н-1/1,2,3.

Очищенная от метанола вода собирается в кубе колонны К-1, откуда выводится по уровню в коллектор  $\varnothing 32 \times 4$ , на котором установлены расходомер и два последовательно расположенных клапана. Клапаны поддерживают уровень жидкости в колонне К-1 на заданном уровне и дросселируют давление жидкости до 5,35 МПа.

Очищенная вода по коллектору  $\varnothing 57 \times 6$  отправляется в разделители РЖ-1/2, РЖ-1/3, где смешивается с пластовой водой, полученной на первичной ступени сепарации в С-1/2, С-1/3 второго и третьего модулей. Давление в разделителях  $P=5,35 \text{ МПа}$ .

Из разделителей РЖ-1/2,3 пластовая вода с примесями метанола направляется в выветриватель газа ВГ-1/1 на дегазацию и затем на очистные сооружения.

Также предусмотрен вариант, в случае, если поступающая из разделителей РЖ-1/2,3 пластовая вода содержит 13 и более % метанола. Она также проходит дегазацию в выветривателе ВГ-1/1, но потом поступает на всас насосов Н-1/1,2,3 и далее в колонну К-1 на отдувку [12].

### 2.3 Характеристика продукции



Для характеристики качества жидких углеводородных продуктов газопереработки обычно используются следующие физико-химические показатели: давление насыщенных паров; углеводородный состав (и/или фракционный состав); содержание меркаптановой серы и сероводорода, воды, щелочей, метанола; цвет, запах и др.

Технические условия к качеству природного и попутного нефтяного газов могут быть подразделены на несколько групп [14].

1. Технические требования на газы, поступающие во внутрипромысловые коллекторы (газопроводы) после их первичной обработки на промысле.

2. Технические требования на газы, подаваемые в магистральные газопроводы.

3. Технические требования на газы, предназначенные в качестве сырья и топлива при промышленном и коммунально-бытовом потреблении (в том числе и при использовании горючего газа как топлива для газобаллонных автомобилей).

4. Технические требования на газообразные чистые компоненты, получаемые из природного газа.

5. Технические требования на газовые смеси определенного состава, используемые для специальных целей (например, как стандартные смеси для хроматографии).

Прежде всего отметим, что технические требования на газы, подаваемые во внутрипромысловые газопроводы (шлейфы, коллекторы), а также установки комплексной подготовки газа обычно не задаются какими-либо специальными нормативными документами, а фиксируются в соответствующих проектах разработки, обустройства месторождений и конкретизируются в технологических регламентах на установки промысловой обработки газа. Приведем, однако, случаи, когда фиксация этих требований в соответствующих ТУ или стандартах предприятий является достаточно актуальной. Существуют определенные требования на содержание капельной жидкости и механических примесей на сырой газ, подаваемый на компримирование (на ДКС, расположенную в "голове" процесса промысловой обработки газа). Эти требования отражены в ТУ 26-12-638 — 82. Подобные же жесткие требования на содержание примесей (жидкой и твердой фаз) в газе должны соблюдаться при его подаче на расширительные устройства — центробежные турбодетандеры (к сожалению, последние требования до сих пор четко не регламентированы). Другой пример — внутрипромысловый транспорт сероводородсодержащего газа с установок первичной промысловой обработки на соответствующий ГПЗ. Здесь существующие технические требования по влажности газа направлены на ограничение коррозионной активности кислого газа.

Что касается показателей качества товарного газа, подаваемого в магистральные газопроводы и далее конечному потребителю газа, то при их разработке учитываются следующие технические соображения [14].

1. Целесообразно обеспечить магистральный транспорт газа в однофазном состоянии (предполагается, что в трубопроводе практически не должны выделяться из газа как углеводородная жидкая фаза, так и водная фаза: под водной фазой здесь имеются в виду жидкая вода; водные растворы метанола, гликолей, аминов с примесями ингибиторов коррозии, а также лед и твердые газовые гидраты).

2. Товарный газ не должен вызывать сколько-нибудь значительную коррозию трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и т.п.

3. Необходимо обеспечить и определенные потребительские качества газа как топлива или углеводородного сырья (в частности, теплотворную способность) у конечного потребителя с обязательным учетом требований безопасности при использовании газа (одорирование газа; жесткие ограничения на содержание сероводорода и т.д.).

Технические требования на качество природного газа в настоящее время нормируются тремя стандартами.

1. Отраслевым стандартом на газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам, ОСТ 51.40 — 93, который был утвержден 10 сентября 1993 г. и введен в действие с 1 октября 1993 г. (взамен ОСТ 51.40 — 83). Основные требования этого нормативного документа представлены в таблице 2.3.1

Таблица 2.3.1 - Физико-химические показатели природных газов, поставляемых и транспортируемых по магистральным газопроводам

Показатель	Значения для макроклиматических районов			
	Умеренный		Холодный	
	С 01.05 по 30.09	01.10 по 30.04	С 01.05 по 30.09	С 01.10 по 30.04

Точка росы газа по влаге, °С не выше	-3	-5	-10	-20
Точка росы газа по углеводородам, °С не выше	0	0	-5	-10
Концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> не более	0,007(0,02)	0,007(0,02)	0,007(0,02)	0,007(0,02)
Концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> не более	0,016(0,036)	0,016(0,036)	0,016(0,036)	0,016(0,036)
Концентрация кислорода в газе, об. %	0,5	0,5	1	1
Теплота сгорания, низшая, МДж/м <sup>3</sup> (при 20 °С и 0.1 МПа)	32,5	32,5	32,5	32,5
Содержание механических примесей и труднолетучих жидкостей	Оговаривается отдельно в соглашениях на поставку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов			

Целесообразность нормирования показателей качества природных газов несколькими нормативно-техническими документами определяется различием требований на показатели качества газа для магистрального транспорта и для использования его в промышленности, в быту и как топлива для газобаллонных автомобилей. Так, целью установления показателей и норм на качество газа, предназначенного для транспорта по магистральным газопроводам, является повышение надежности и эффективности работы, газотранспортных систем, а также повышение коэффициента извлечения углеводородного конденсата на газодобывающих предприятиях и, следовательно, снижение потерь конденсата (и тем самым до некоторой степени стимулирование внедрения на промыслах и газоперерабатывающих заводах новой техники и передовых технологий).

В то же время определение показателей качества газа, поступающего на промышленное и коммунальное потребление, имеет целью повышение безопасности использования газа и улучшение санитарно-гигиенических условий при сжигании газа (например, в бытовых горелочных устройствах).

Исходя из этих основных целей, важными показателями, по которым отраслевым стандартом ОСТ 51.40 — 93 устанавливаются нормы на качество природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, приняты:

точка росы по влаге — этот показатель до некоторой степени определяет условия безгидратного транспорта газа, обеспечивает повышение надежности работы средств автоматики и снижение коррозионного износа газопроводов, компрессорных станций и технологического оборудования;

точка росы по углеводородам — показатель, определяющий условия транспорта углеводородного газа в однофазном состоянии, что повышает производительность газопровода, устанавливает верхний предел извлечения конденсата из газа на промыслах (тем самым соблюдение этого показателя способствует снижению потерь углеводородного конденсата) [14].

Отраслевой стандарт ОСТ 51.40 — 93 распространяется как на горючие природные газы, так и на нефтяные товарные газы, поставляемые с нефтегазопромыслов, ГПЗ и ПХГ. Целесообразно особо подчеркнуть, что данный стандарт не распространяется на газы, поставляемые с месторождений для обработки на головных сооружениях, УКПГ или ГПЗ, а также на газы, предназначенные для газоснабжения отдельных потребителей, получающих газ непосредственно с промысла и завода, например так называемый газ на "собственные нужды" (на эти случаи при необходимости могут разрабатываться специальные ТУ либо стандарты предприятий). Последняя ситуация в будущем может стать достаточно характерной при вводе в разработку (главным образом, на местные нужды) небольших газовых месторождений, расположенных в европейской части России. В то же время новый ОСТ 51.40 — 93 все еще сохраняет оговорку о возможности соблюдения "своих" ТУ для месторождений, введенных в эксплуатацию до 1983 г. (но по согласованию с ОАО "Газпром")

### 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА ПРОЦЕСС РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА

В данный момент на Х ГKM, с вводом в технологию дополнительного сырья с Северо-Васюганского ГKM и Казанского НГKM, остро обозначилась проблема с большим расходом метанола, как ингибитора гидратообразования, а так же с недопустимо большими его концентрациями в по всей технологии. Для решения данных проблем предлагается рассмотреть их в программном комплексе HYSYS, а именно моделирование технологических схем УНТС Х и их адаптация к реальному технологическому режиму.

Таблица 3.1.1 - Характеристика входного потока (рис.3.1.1)

F, кг/ч	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
85000	0.622	0.81	0.5	0.3	0.22	0.031	0.023	0.019

#### 3.1 Моделирование технологической схемы УНТС на Х до подачи дополнительного сырья

Программа HYSYS применяется для моделирования многих технологических процессов, рассмотрим один из них - это трёх ступенчатая низкотемпературная сепарация Х ГKM до подачи дополнительного сырья (рис.3.1.1).

На основании моделирующей схемы можно установить места образования гидратов, а так же расход метанола и оценить эффективность работы основных технологических аппаратов.

Наиболее вероятными местами появления гидратов, как показала моделирующая схема, являются потоки после первого теплообменника, так как в этом аппарате температура снижается с +22<sup>0</sup>С до -10<sup>0</sup>С (рис.3.1.2) и вплоть до ТР (рис.3.1.1), где температура продукции поднимается до +15<sup>0</sup>С.

Для обеспечения условий безгидратного течения технологического режима подберём необходимый расход метанола. Так как температура сырого газа до первой ступени сепарации не опускается ниже +10<sup>0</sup>С то в этот поток целесообразно подавать минимальное количество метанола 10 кг/ч. При подаче ингибитора перед 2-ой и 3-ей ступенью сепарации в размере 15 кг/ч и 23 кг/час соответственно, вероятность образования гидратов остается (рис.3.1.3).

При увеличении расхода метанола до 20 кг/ч и 30 кг/ч в те же самые точки впрыска метанола, вероятность образования гидратов в этих же потоках исключается (рис.3.1.3).

Так же моделирующая схема показывает, что количество подобранного ингибитора требуемым отраслевым нормам не соответствует (таблица 3.1.1). И при этом средний суточный расход метанола составляет 1420 кг.

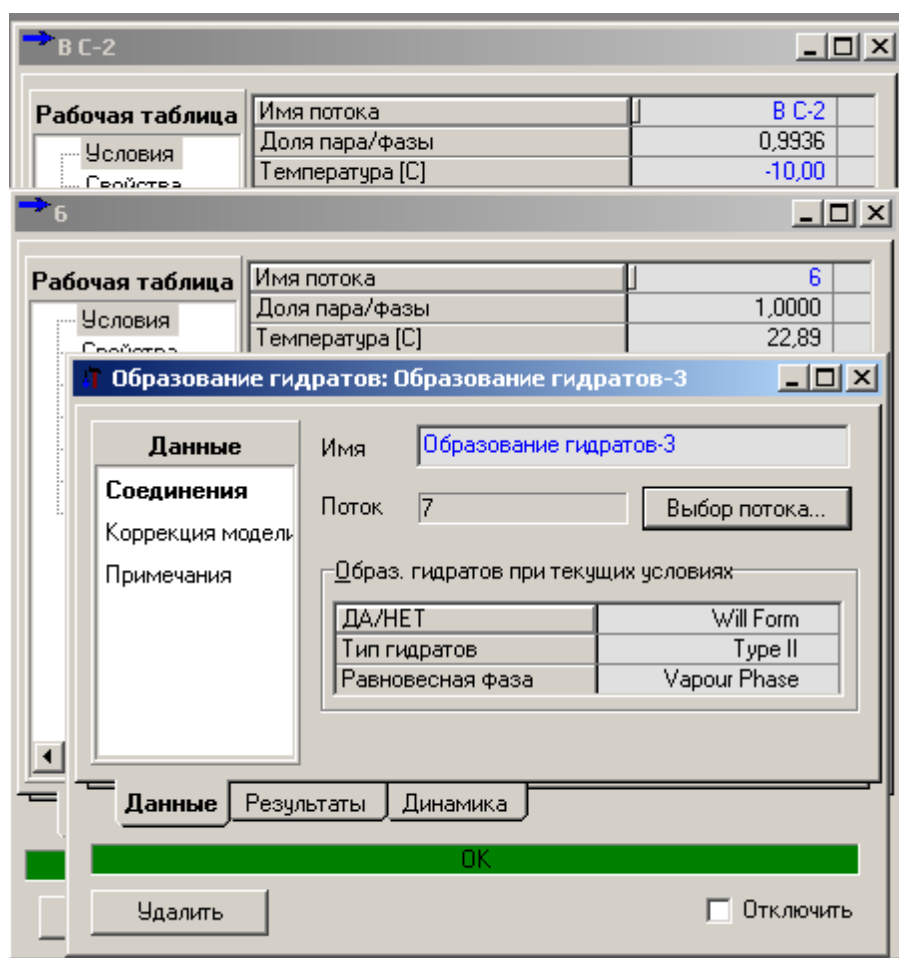


Рис.3.1.2 - Образование гидратов в потоке с сепаратора второй ступени (рис.3.1.2)

Таблица 3.1.2 - Содержание метанола в технологической воде (рис.3.1.2)

Название аппарата	с ВМР, $\text{г/см}^3$	Содержание $\text{CH}_3\text{OH}$ , %
Разделитель жидкости (РЖ)	0,954	19,5
Выветриватель газа (ВГ)	0,937	20,1
Колонна регенерации метанола (К-1)	0,987	5,6

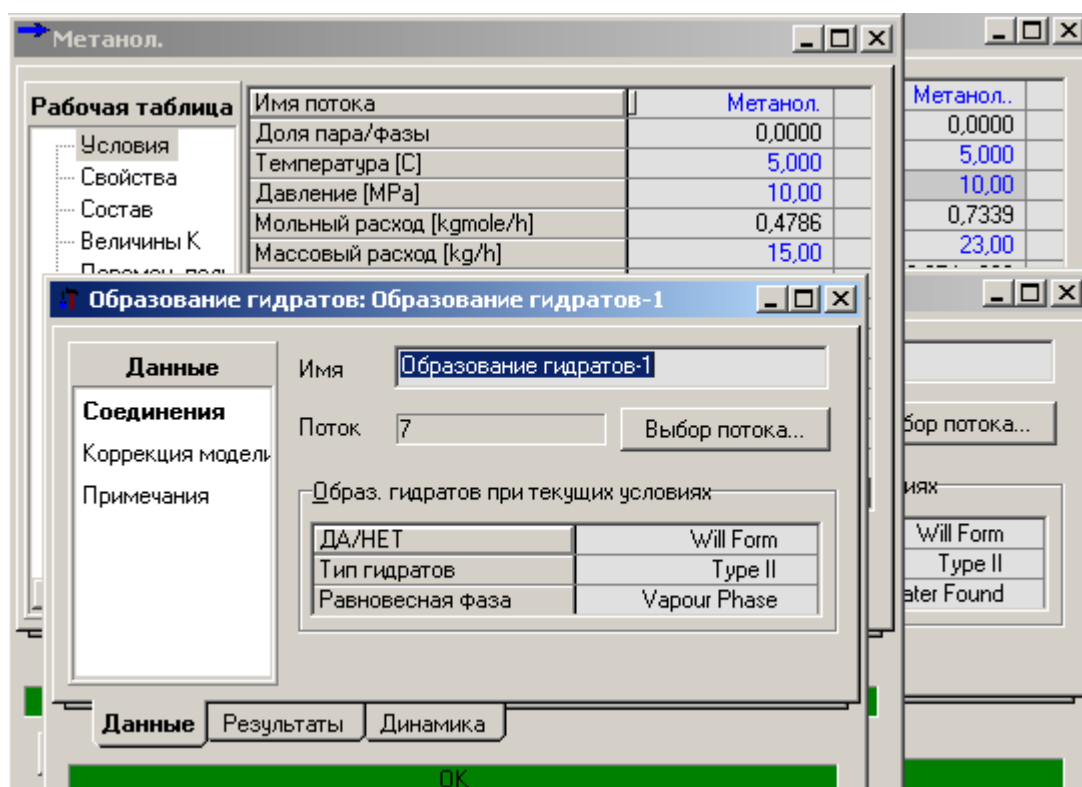


Рис.3.1.1 - Образование гидратов после 2-ой и 3-ей ступени сепарации (рис.3.1.1)

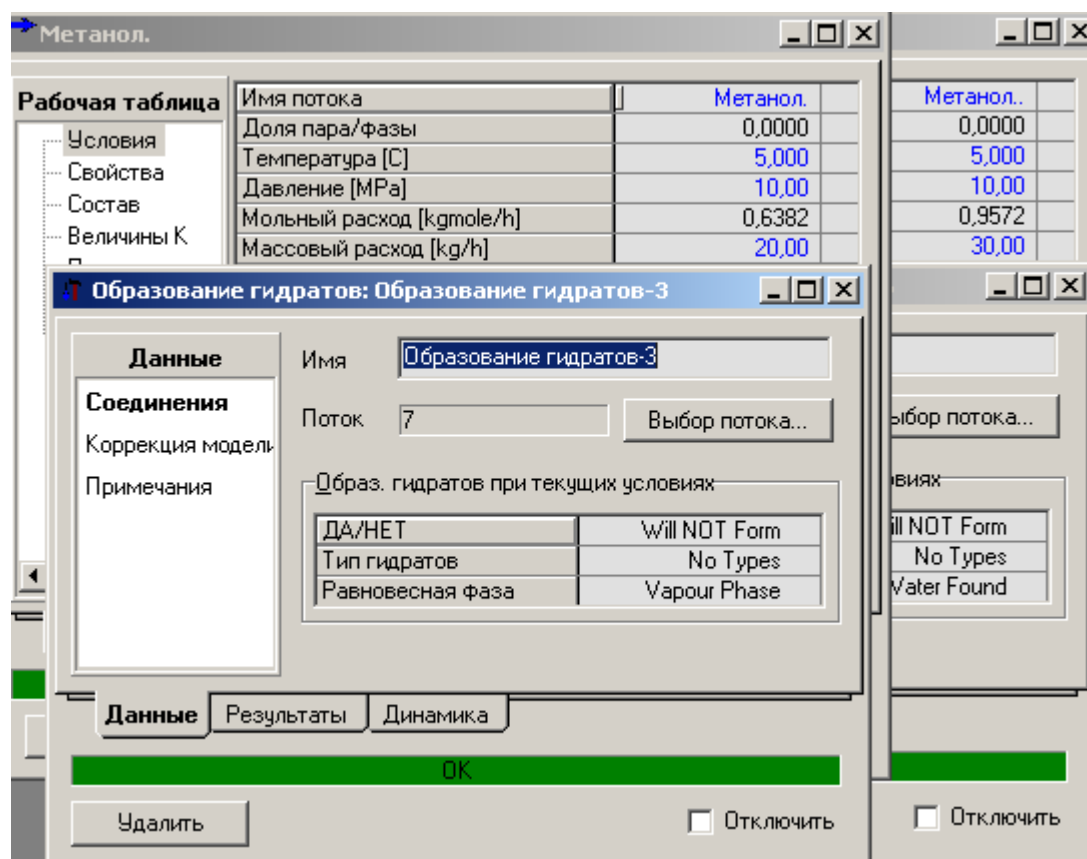


Рис.3.1.3 - Безгидратный технологический режим (рис.3.1.3)

### 3.2 Моделирование существующей технологической схемы УНТС Х

Для моделирования действующей технологической схемы (рис.3.5), к рассмотренной ранее, добавили два потока продукции СВГКМ И КНГКМ разного компонентного состава. Проследим за динамикой изменения расхода метанола, и его содержанием в технологической воде.

Из анализа расчётного исследования на моделирующей схеме (рис.3.5, 3.6) показали, что прежнего расхода ингибитора недостаточно для обеспечения безгидратного технологического режима. А так как продукция с КНГКМ поступает с температурой  $+5^{\circ}\text{C}$ , то необходимо увеличить расход метанола и в данный поток до 20 кг/ч (рис 3.2.1). Как видно из таблицы 3.1.2, увеличение расхода ингибитора привело к увеличению его концентрации в технологической воде по всей схеме.

Рабочая таблица	
Имя потока	Метанол.-2
Доля пара/фазы	0,0000
Температура [C]	5,000
Давление [МПа]	10,00
Мольный расход [kgmole/h]	0,6382
Массовый расход [kg/h]	20,00

Образование гидратов: Образование гидратов-2	
Имя	Образование гидратов-2
Поток	7-2
Образ. гидратов при текущих условиях	
ДА/НЕТ	Will Form
Тип гидратов	Type II
Равновесная фаза	Vapour Phase

Метанол.-2	
Имя потока	Метанол.-2
Доля пара/фазы	0,0000
Температура [C]	5,000
Давление [МПа]	10,00
Мольный расход [kgmole/h]	0,6382
Массовый расход [kg/h]	20,00

Образование гидратов: Образование гидратов-2	
Имя	Образование гидратов-2
Поток	7-2
Образ. гидратов при текущих условиях	
ДА/НЕТ	Will Form
Тип гидратов	Type II
Равновесная фаза	Vapour Phase

Метанол.-2	
Имя потока	Метанол.-2
Доля пара/фазы	0,0000
Температура [C]	5,000
Давление [МПа]	10,00
Мольный расход [kgmole/h]	0,6382
Массовый расход [kg/h]	20,00

Рис.3.2.1 - Образование гидратов по действующей технологической схеме



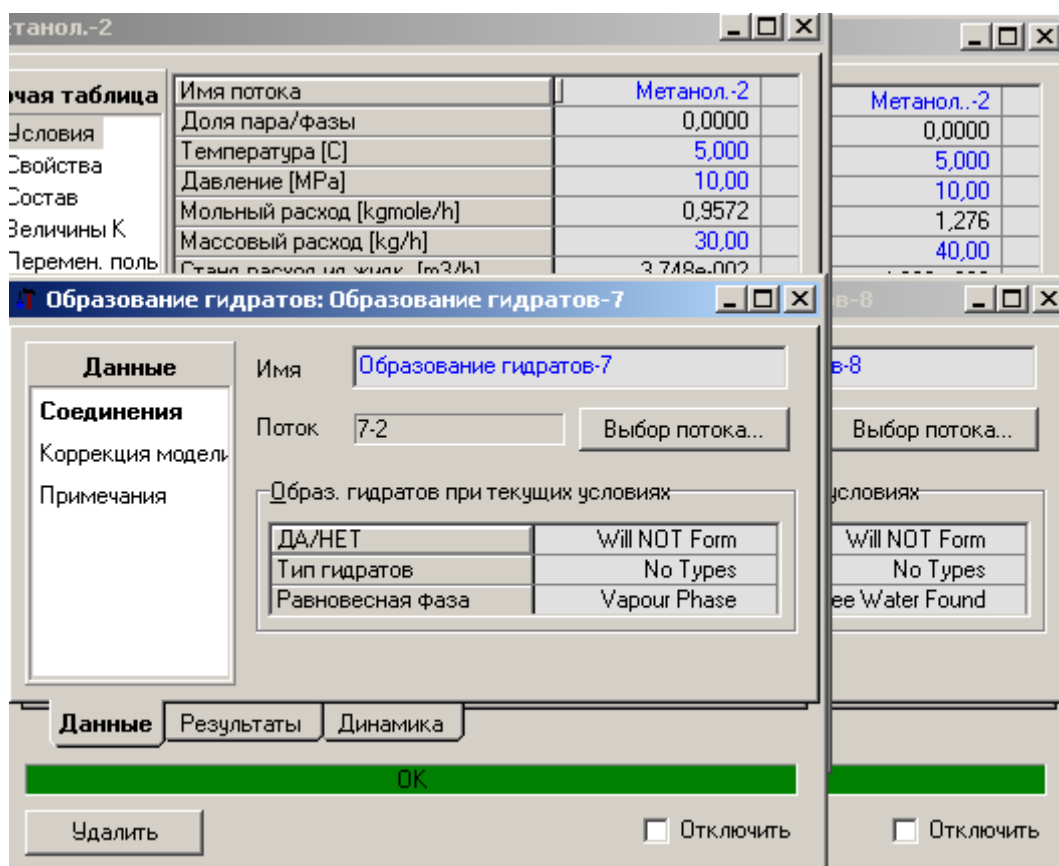


Рис.3.2.2 - Обеспечение безгидратного режима по действующей схеме

Таблица 3.2.3 - Содержание метанола в технологической воде по действующей схеме

Извание аппарата	Плотность ВМР, $г/см^3$	Содержание метанола, %
Разделитель жидкости	0,923	38
Выветриватель газа	0,931	35,4
Колонна регенерации метанола	0,974	14,1

Моделирующая схема показывает, что количество подобранного ингибитора по расходу превосходит количество метанола необходимого для схемы без дополнительных потоков сырого газа СВГКМ и КНГКМ и составляет 1900 кг/час. Это можно объяснить изменением компонентного состава сырья, а именно из за увеличения количества С3+в (таблица 3.2.4).

Таблица 3.2.4 - Зависимость расхода метанола от количества С3+в

Имя потоков	Плотность, $г/см^3$	Содержание С <sub>3+</sub> , %	Молекулярная масса	Расход метанола кг/ч

X	0,625	2,2	72,6	60
X-СВГКМ	0,636	3	76,2	70
X-СВГКМ- КНГКМ	0,654	4,2	78,3	90

### 3.3 Оптимизация технологического режима колонны регенерации метанола

В программном продукте HYSYS была получена технологическая модель колонны регенерации метанола (рис.3.3.1).

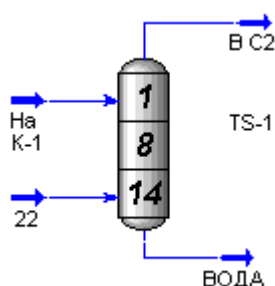


Рис.3.3.1 Колонна регенерации метанола

Таблица 3.3.2 - Режим работы колонны отдувки метанола

Имя	Вода на колонну (на К-1)	Газ на колонну (22)	Вода с колонны (Вода)	Газ с колонны (в С2)
Температура, °С	15,9	19,3	19,9	19,3
Давление, МПа	7,3	7,21	7,24	7,21
Массовый расход, кг/час	83,7	8817	64,18	8837
CH <sub>3</sub> OH, %	35,7	0,01	16,3	0,02

Для оптимизации режима колонны отдувки метанола, провели расчетное исследование зависимости расхода сырого газа на колонну и содержания метанола в потоке выходящей с колонны (рис.3.3.3). Из данного рисунка видно, что при подаче сырого газа на колонну в размере 30% (27500 кг/ч) от всего потока достигается максимальное извлечение метанола из исходной входящей в колонну регенерации метанола. Следовательно, и максимальное содержание метанола в потоке (В С2). Тем самым увеличивается количество регенерированного метанола в струю газа перед первым теплообменником, и уменьшается количество свежего метанола.

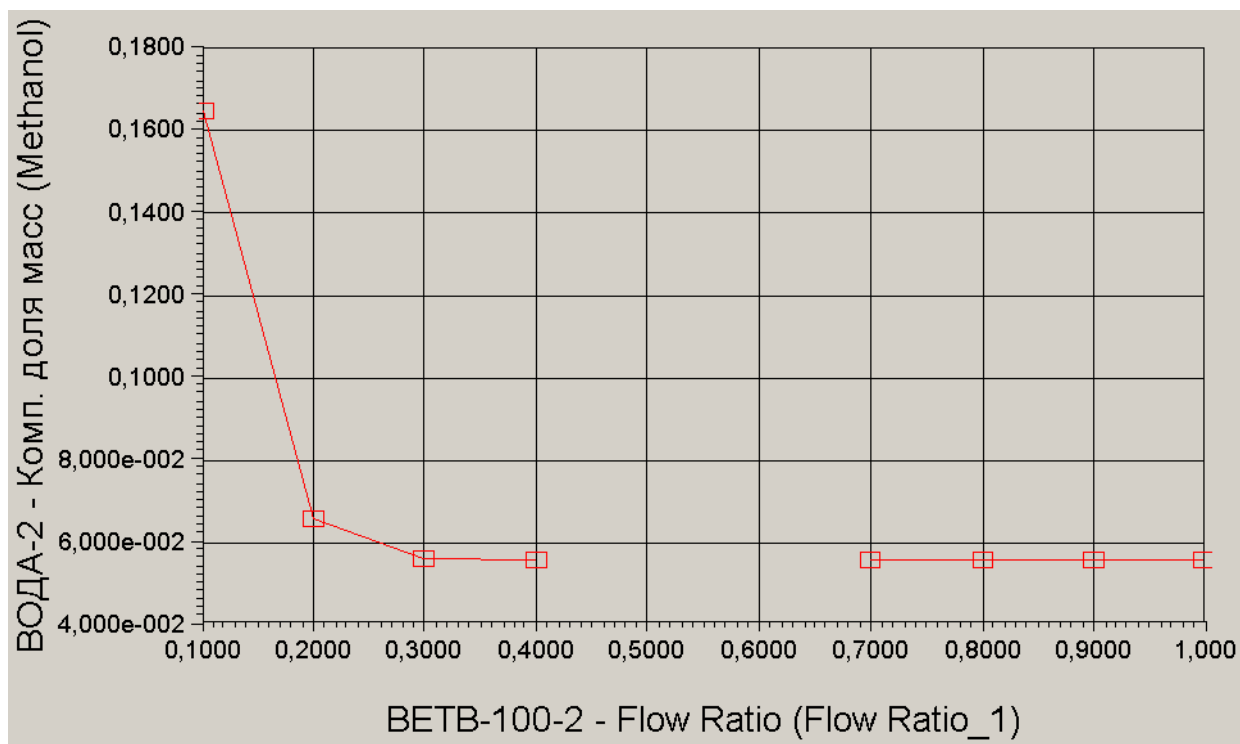


Рис.3.3.3 - Расчетное исследование

Разделяем поток сырого газа согласно расчетному исследованию, и используя операцию подбор, задав температуру гидратообразования, установим количество необходимого ингибитора для безгидратного технологического режима. Результаты оптимизации расхода метанола приведены на рисунке 3.4.4 Из данного рисунка видно изменение расхода метанола в сторону уменьшения ингибитора, расход метанола в сутки составляет 1380 кг. С уменьшением расхода ингибитора, уменьшилась концентрация метанола в технологической воде (таблица 3.3.5).

Метанол.-2.					
Рабочая таблица	Условия	Имя потока	Метанол.-2.	анол.-2	
	Свойства	Доля пара/фазы	0,0000	0,0000	
	Состав	Температура [C]	5,000	5,000	
	Величины K	Давление [МПа]	10,00	10,00	
	Перемен. поль	Мольный расход [kgmole/h]	0,3349	1,028	
	Примечания	Массовый расход [kg/h]	10,50	32,21	
	Стоимость	Станд.расход ид.жидк. [m3/h]	1,311e-002	24e-002	
		Мольная энтальпия [kJ/kgmole]	-2,461e+005	61e+005	
		Мольная энтропия [kJ/kgmole-C]	11,43	11,43	
		Теплосодержание [kJ/h]	-8,243e+004	29e+005	
		Расход жидк.@станд.усл. [m3/h]	1,310e-002	20e-002	
		Пакет свойств	Базис-1	зис-1	
Рабочая таблица			Соединения	Динамика	
OK					
Удалить			Скопировать поток из...		

Рис.3.3.4 – Расход метанола по оптимизированной схеме

Таблица 3.3.5 - Содержание метанола в технологической воде по оптимизированной схеме

Имя потока	Плотность ВМР, $г/см^3$	Содержание метанола, %
Разделитель жидкости	0,963	20
Выветриватель газа	0,954	20,7
Колонна регенерации метанола	0,991	3,4

#### 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

##### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б63Т	Доманский А.О.

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Должностной оклад научного руководителя составляет 26300 руб 2. Должностной оклад инженера 17000 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормы амортизации. 2. Районный коэффициент составляет 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Разработка устава научно-технического проекта	2. Смета затрат на проектирование

3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3. Смета затрат на спецоборудование
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4. Анализ полученных результатов
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Доманский А.О.		

#### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.**

##### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Добыча газа играет важную роль в экономике Российской Федерации. При этом необходимо понимать, что газ занимает значительно больший объем при схожей с нефтью ценности, что приводит к росту удельных затрат на его транспортировку.

В условиях Западной Сибири приходится сталкиваться со значительными расстояниями и перепадом температуры, поэтому крайне важно уделять внимание планированию подготовки и транспортировки газа.

Одним из наиболее опасных участков является транспортировка от скважины. При транспорте газа по шлейфам от скважин к установке комплексной подготовки газа (УКПГ) происходит снижение температуры и давления, что в свою очередь может стать причиной гидратообразования.

Данная глава посвящена оптимизация технологии подготовки газа на установке комплексной подготовки в условиях гидратообразования на месторождениях Западной Сибири.

В работе рассматриваются различные способы борьбы с гидратообразованиями, показаны преимущества применения метанола, при помощи SWAT-анализа рассматриваются сильные стороны проекта и потенциальные способы противодействия угрозам.

Также для понимания целесообразность любых исследований в разделе 4.2 проводится расчет требуемых вложений на камеральные работы и бюджет на исследования.

Основным потребителем рекомендуемого продукта является недрпользователь X НГКМ. Применение рекомендуемой технологии позволит существенно снизить операционные расходы на обслуживание УКППГ и позволит продлить непрерывный срок эксплуатации.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Потенциал любой технологии определяется относительным сравнением с альтернативными методами. Сравнение приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	Отсутствие мероприятий	Подача метанола	Удаление гидратных пробок
Стоимость	-	низкая	средняя
Длительность эффекта	низкая	высокая	низкая
Потенциальные проблемы	образование гидратных пробок, нарушения функционирования	Необходимость предварительных расчетов	Снижение эффективности, простои

Из таблицы 4.1 видно, подача метанола является наиболее эффективным способом борьбы с гидратообразованием.

Отсутствие мероприятий приведет к регулярным остановкам и дополнительным затратам. Если отказаться от предотвращения образования гидратов произойдет рост расходов на их удаление, а также потенциальные проблемы, вызванные необходимостью проведения ремонтных работ.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкая стоимость</li> <li>2. Длительный эффект</li> <li>3. Применение на аналогичных месторождениях</li> </ol>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Необходимость проведения расчетов по обоснованию объемов</li> <li>2. Потребность в сырье</li> <li>3. Зависимость от исходных параметров</li> </ol>
<b>Возможности:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Снижение цен на сырье</li> <li>2. Решение других проблем в трубопроводе за счет комплексирования методов</li> <li>3. Поиск альтернативного сырья</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Данную технологию можно тиражировать на аналогичных месторождениях тем самым снизив закупочную стоимость</li> <li>2. Расчеты могут быть использованы для решения других проблем на выбранном участке</li> <li>3. По мере роста опыта применения возможна оптимизация за счет использования аналогичных технологий</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проведение качественных камеральных работ позволяет снизить потребность в закачке</li> <li>2. Уточнение исходных данных в процессе эксплуатации</li> <li>3. Возможность применения дополнительных веществ.</li> </ol>
<b>Угрозы:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аномальные температуры</li> <li>2. Проблемы с подачей метанола</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Закачка дополнительного объема метанола на случай аномальных температур</li> <li>2. Регулярная проверка оборудования</li> <li>3. Рост компетенция персонала по мере накопления опыта</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Необходимо проведение расчетов для широкого диапазона свойств</li> <li>2. Необходимо иметь дублирующее оборудование и запасы сырья на складе</li> </ol>



--	--	--

По итогам SWOT-анализа выявлены потенциальные возможности для дальнейшего роста эффективности технологии

1. Снижение негативного влияния угрозы 1 может быть достигнуто за счет качественно проведенных исследований и использования резервного объема.
2. Риск поломки оборудования можно существенно снизить при массовом тиражировании технологии и наличия дублирующих агрегатов на складе.
3. Потенциальный рост применения технологии связан со снижением стоимости и повышением компетенции за счет увеличения месторождений с применением указанной технологии.

#### 4.1.4 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	3	Обзор литературы по выбранной теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ имеющегося опыта применения технологии	Руководитель, Бакалавр
	6	Расчет исходных параметров и обоснование объемов	Бакалавр
	7	Оценка эффективности применения технологии на Мыльжинском НГКМ	Руководитель, Бакалавр
Обобщение и	8	Экономическая оценка полученных	Бакалавр

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
оценка результатов		результатов	
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Бакалавр
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Бакалавр

#### 4.1.5 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxі}}}{5}, \quad (4.1)$$

где  $t_{\text{ожі}}$  – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{mini}}$  – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{maxі}}$  – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{\text{pi}} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{\text{pi}}$  – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{\text{ожі}}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$\text{Ч}_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.1.6 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{ki}} = T_{\text{pi}} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.3)$$

где  $T_{\text{ki}}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{\text{pi}}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

В 2019 году 365 календарных дней, из них 105 выходных для и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1,48$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

№	Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполни тели	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	Т <sub>ки</sub> , кал. дн.
		t <sub>min</sub> , чел- дн.	t <sub>max</sub> , чел- дн.	t <sub>ож</sub> , чел- дн.			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Р	2,4	4,1
2	Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
3	Обзор литературы по выбранной теме	10	20	14	И	14	20,7
4	Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
5	Анализ имеющегося опыта применения технологии	4	9	6	Р, И	3	4,4
6	Расчет исходных параметров и обоснование объемов	15	25	19	И	19	28,1







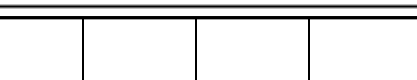






Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Оценка эффективности применения технологии на Мыльжинском НГКМ	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
8	Экономическая оценка полученных результатов	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
9	Определение целесообразности проведения ВКР	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
10	Оценка возможности тиражирования технологии	10	20	14	И	14	20,1
						62,7	94,7

Р – руководитель; И - бакалавр

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	$T_{ki}$ , дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4										
Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр	2										
Обзор литературы по выбранной теме	Бакалавр	18										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр	2										
Анализ имеющегося опыта применения технологии	Руководитель, Бакалавр	4										
Расчет исходных параметров и объемов	Бакалавр	38										
Оценка эффективности применения технологии на Мыльжинском НГКМ	Руководитель, Бакалавр	6										
Оценка полученных результатов	Руководитель, Бакалавр	4										

Определение результатов ВКР	Руководитель, Бакалавр	4										
Составление пояснительной записки	Бакалавр	18										

Руководитель	Бакалавр

#### 4.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

##### 4.2.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проведении исследований (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб .
Карандаш	шт.	1	10	10
Линейка	шт.	1	20	20
Ручка	шт.	1	20	20
Тетрадь	шт.	1	30	30
Печать	лист.	200	2	400
Итого :				480

##### 4.2.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Кол – во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	43,000	43,000
Итого :				43,000

##### 4.2.3 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{д.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{43000 \cdot 49}{3 \cdot 366} = 1918,94 \text{ руб.} \quad (4.5)$$

##### 4.2.4 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$З_{\text{полн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где  $З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot З_{\text{осн}}$  – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p; \quad (4.7)$$

где  $З_{\text{дн}}$  - среднедневная заработная плата;

$T_p$  - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно – техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле :

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где  $З_{\text{м}}$  - заработная плата за 1 месяц научно – технического работника;

$M$  - количество месяцев работы без отпуска ( $M=11,2$  для пятидневной рабочей недели и отпуске в 28 рабочих дней,  $M=10,4$  для шестидневной рабочей недели и отпуске в 56 рабочих дней);

$F_{\text{д}}$  - действительный годовой фонд научно технического персонала.

Зарплата за 1 месяц научно – технического работника определяется по формуле:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_p; \quad (4.9)$$

где  $З_{\text{ТС}}$  - заработная плата по тарифной ставке;

$k_{\text{пр}}$  - премиальный коэффициент, 0,3;

$k_{\text{д}}$  - коэффициент доплат и надбавок, 0,2;

$k_p$  - районный коэффициент, для Томска равен 1,3.



С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$З_M = З_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб};$$

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d} = \frac{33150 \cdot 11,2}{366 - 118 - 28} = 1688 \text{ руб};$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 1688 \cdot 49 = 82694 \text{ руб};$$

$$З_{\Pi} = З_{осн} + З_{доп} = З_{осн} + 0,15 \cdot З_{осн} = 82694 + 0,15 \cdot 82694 = 95098 \text{ руб}.$$

Руководитель имеет оклад равный 26300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$З_M = З_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб};$$

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,4}{366 - 66 - 56} = 2186 \text{ руб};$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 2186 \cdot 8 = 17487 \text{ руб};$$

$$З_{\Pi} = З_{осн} + З_{доп} = З_{осн} + 0,15 \cdot З_{осн} = 17487 + 0,15 \cdot 17487 = 20110 \text{ руб}.$$

#### 4.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	82694	12404
Руководитель	17487	2623
Коэффициент отчислений	0,30	
Итого	$З_{внеб} = 0,3 \cdot (82694 + 12404 + 17487 + 2623) =$ $= 34562,63 \text{ руб}.$	

#### 4.2.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$З_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей} - 5) * 0,16 = (480 + 43000 + 1918,94 + 98098,31 + 20110,45 + 34562,63) * 0,16 = 31682,1 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

#### 4.2.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
Расчет материальных затрат НТИ	480	0,26
Расчет амортизационных отчислений	1918,94	1,04
Расчёт затрат на заработную плату инженера	95098,31	51,73
Расчёт затрат на заработную плату руководителя	20110,45	10,94
Расчёт затрат на отчисления во внебюджетные фонды	34562,63	18,80
Расчёт накладных расходов	31682,1	17,23
Бюджет затрат НТИ	183852,43	

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя.

Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

#### Выводы по разделу

1. Проведенный анализ говорит о том что проект крайне эффективен – технология может широко применяться на месторождениях Западной Сибири, по сравнению с альтернативными технологиями закачка метанола имеет сравнительно не высокую стоимость, но при этом значительно больший эффект. При этом анализ потенциальных точек роста выявил возможность дальнейшего повышения рентабельности технологии за счет массового тиражирования и оптимизации параметров.
2. При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения был установлен потенциальный потребитель результатов исследования – недропользователь X НГКМ.

3. При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено что применение метанола значительно более эффективно и выгодно, по сравнению с компаниями-конкурентами.
4. На основе SWOT-анализ выделены основные сильные стороны (низкая стоимость, высокая эффективность, возможность массового тиражирования работ) и угрозы. Предложены способы применения сильных сторон для снижения рисков угрозы.
5. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а так же разработан алгоритм составления этапов работ.
6. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 62,7 рабочих дней, 94,7 календарных.
7. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 183852,43 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Доманский А.О.

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Оптимизация технологии подготовки газа на установке комплексной подготовки в условиях гидратообразования на месторождениях Западной Сибири	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является алгоритм по расчету необходимого объема метанола для предотвращения гидратообразования
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;  - организационные мероприятия	Рассмотрены нормы трудового законодательства касающиеся ненормированного рабочего дня и работ в ночное время. Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).  Рассмотрена компоновка рабочего места - ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
<b>2. Производственная безопасность:</b>	Вредные факторы:

<p>2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1. Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды</p> <p>3. Повышенный уровень электромагнитных излучений</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования</p> <p>2. Электробезопасность</p> <p>3. Химический уровень воздействия вредных веществ</p>
<b>3. Экологическая безопасность</b>	<p>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу</p> <p>2. Анализ воздействия объекта на гидросферу</p> <p>3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Рассмотрен риск возникновения пожара.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Доманский А.О.		

## ВВЕДЕНИЕ

Данная работа посвящена процессу оптимизации функционирования Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на X месторождении.

Одной из самых распространённых проблем для данного месторождения является гидратообразование.

Для непрерывного функционирования необходим поиск способов борьбы с гидратными пробками. Данная работа состоит из двух частей: теоретический расчет параметров и фактическое применение на объекте.

В части 5.1 рассматривается процесс проведения исследования и основные регламенты исходя из трудового кодекса РФ при проведении камеральных работ.

Раздел 5.2 посвящен основным вредным и опасным факторам, которые оказывают негативное воздействие на человека во время эксплуатации УКПГ. В нем описаны основные способы снижения их негативного воздействия на человека.

Раздел 5.3 посвящен выделению основных рисков и необходимых мероприятий для снижения негативного воздействия на окружающую среду (атмосфера, гидросфера, литосфера, флора, фауна).

В части 5.4 разбирается риск возникновения ЧС, причины и способы борьбы с ними (на примере риска возникновения пожара) [15].

#### *5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности*

Правовые нормы трудового законодательства Российской Федерации приводятся в "Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [2].

Статья 211 данного кодекса описывает Государственные нормативные требования по охране труда.

С учетом того что большая часть исследовательских работ относятся к офисным работам с использованием видеодисплейных терминалов, работы должны выполняться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT) [15].

Настоящий стандарт устанавливает руководящие указания для пользователей систем обработки информации с применением видеодисплейных терминалов по постановке производственных заданий.

Одним из основных контролируемых параметров на рабочем месте является уровень допустимого шума, регламентирующийся в рамках ГОСТ 27818-88 Машины вычислительные и системы обработки данных. Допустимые уровни шума на рабочих местах и методы определения.

Перед проведением работ необходим расчет эквивалентного уровня звука А. В случае выявления источника шума рабочие помещения должны быть расположены на уровень ниже источника шума, источник шума не должен иметь определенного назначения.

Также в данном ГОСТ описаны необходимые параметры рабочего помещения, и

акустические параметры помещений.

Соблюдение установленных правил позволит обезопасить сотрудника на время ведения работ.

Опасные и вредные факторы, которым подвергаются сотрудники при выполнении производственных работ более детально приведены в разделе 5.2.

Также в данном стандарте говорится, что все оборудование, с которым сталкивается человек должно соответствовать его антропометрическим параметрам.

Рабочее место должно позволять удобно выполнять работы сидя, стоя, сидя и стоя. При выборе места, необходимо учитывать физическую тяжесть работ, размеры рабочей зоны, особенностям выполнения труда.

Рабочее место для работы сидя должно соответствовать ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [15].

Трудовые операции должны проводиться в пределах досягаемости моторного поля. Операции «часто» и «очень часто» должны производиться в пределах легкой досягаемости.

### 5.2 Производственная безопасность

При проведении полевых работ приходится сталкиваться с опасными и вредными факторами, рассмотрим основные из них (таблица 5.1). [15]

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 [6] ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ [7] ГН 2.2.5.2308 – 07[9]
Повышенная загазованность воздуха рабочей среды			+	
Повышенный уровень электромагнитных излучений		+	+	
Движущиеся машины и механизмы; подвижные	+	+	+	

части производственного оборудования				
Электробезопасность	+	+	+	
Химический уровень воздействия вредных веществ			+	

#### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Объекты эксплуатации находятся в районах с низким развитием инфраструктуры, при этом работы зачастую проводятся как в дневное, так и в ночное время.

В связи с этим необходимо следовать в соответствии с «СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95». Нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 5.2. Необходим контроль за соблюдением заявленных параметров, в случае несоответствия параметров требуется оборудование кустовых площадок специальными осветительными приборами [15].

Таблица 5.2 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2



Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

Пластовый газ, выделяющийся на поверхность, представляет угрозу для организма человека. Другим источников вредных газов на промысле является газ машин, работающих на кустовой площадке.

Необходимо контролировать содержание вредных веществ (таблица 5.3), а также выдавать работникам респираторы и противогазы.

Таблица 5.3 – Допустимые нормы содержания вредных веществ

название элемента	Величина ПДК мг/м <sup>3</sup>	агрегатное состояние	класс опасности
сероводород	10	п	2
сероводород в смеси с углеводородом	3	п	3
сероуглерод	1	п	3
ментано	5	п	3
пропан	10	п	3

### **Повышенный уровень электромагнитных излучений**

Основная часть работ, рассматриваемых в рамках данной диссертации, связана с полевыми работами.

Объект исследования расположен на УКПП и подвергается воздействию внешних источников электромагнитных излучений.

Источником данного поля является нагревающее оборудование, используемое в зимний период времени для поддержание температуры в трубопроводе на кустовой площадке выше температуры замерзания воды.

Также на кустовой площадке находятся средства телеметрии, создающие магнитные поля.

В случае чрезмерного воздействия магнитного поля может происходить перегрев тканей, а также возникать катаракта.

Для того чтобы избежать его вредного воздействия необходимо контролировать время нахождения в опасной зоне, а также замер всех основных параметров.

Ключевым способом защиты от магнитного поля является контроль за его источниками и нормирование вредного воздействия на организм человека.

Все применяемое оборудование должно соответствовать установленным ГОСТам,

в случае необходимости использования оборудования с чрезмерным воздействием следует контролировать время нахождения человека в электромагнитном поле.

В таблице 5.5 приведено допустимое время воздействия на человека в зависимости от ПДУ напряженности. [15]

4.2.7.1.1.1 Таблица 5.4 - ПДУ постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	общее		локальное	
	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0 - 10	24	30	40	50
11 - 60	16	20	24	30
61 - 480	8	10	12	15

#### **Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования**

Центры переработки углеводородов включают большое количество крупногабаритной техники, которая находится в движении и может оказать негативное воздействие на человека.

В связи с этим необходимо соблюдать правила безопасности – в первую очередь носить каски и защитную амуницию.

Все опасные объекты должны быть помечены. В случае повышенного риска должна быть отдельно ограничена опасная зона, в которую нельзя входить.

Необходим контроль за соблюдением мер по безопасности.

#### **Электробезопасность**

Требования электробезопасности изложены в ряде нормативных документов, основными из которых являются:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание седьмое;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), утвержденные приказом Минэнерго России от 13.01.2003 N 6;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н;
- Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 N 261 и др.

Обеспечения безопасности ложится в первую очередь на работодателя.

Работодатель обязан обеспечить:

- содержание электроустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов;
- своевременное и качественное проведение технического обслуживания, планово-предупредительного ремонта, испытаний, модернизации и реконструкции электроустановок и электрооборудования;
- подбор электротехнического и электротехнологического персонала, периодические медицинские осмотры работников, проведение инструктажей по безопасности труда, пожарной безопасности;
- обучение и проверку знаний электротехнического и электротехнологического персонала;
- надежность работы и безопасность эксплуатации электроустановок;
- охрану труда электротехнического и электротехнологического персонала;
- разработку должностных, производственных инструкций и инструкций по охране труда для электротехнического персонала;
- укомплектование электроустановок защитными средствами, средствами пожаротушения и инструментом;
- учет, рациональное расходование электрической энергии и проведение мероприятий по энергосбережению;
- проведение необходимых испытаний электрооборудования, эксплуатацию устройств молниезащиты, измерительных приборов и средств учета электрической энергии;
- выполнение предписаний органов государственного энергетического надзора [15].

#### **Химический уровень воздействия вредных веществ**

На кустовых площадках зачастую приходится сталкиваться с вредными веществами (сероводород, углерод, пропан, радиоактивные вещества), которые могут причинить вред человеку.

Для обеспечения безопасности сотрудников необходимо проводить проверку уровня концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с ГН 2.2.5.2308 – 07.

Также необходимо обеспечивать работников защитными средствами, проводить курсы по технике безопасности [15].

В случае с вредным газами необходимо использовать оборудование для дыхания (противогаз).

Если вещество может быть опасным в случае попадания на кожу, то следует

проводить все работы исключительно в перчатках.

### *5.3 Экологическая безопасность*

Охране недр и окружающей среды, рациональном использовании ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности, от правильных решений которых во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

Большая часть экосистем территории месторождения относится к зоне с повышенными экологическими требованиями к размещению и эксплуатации объектов нефтепромысла.

Около 100 проектируемых кустовых площадок скважин, а также ЦПС, ДНС и КНС расположены на поверхности хорошо дренированных суглинистых водоразделов. Данные экосистемы, по оценке разработчиков, являются устойчивыми к механическому риску.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферный воздух выбрасываются вредные вещества.

При совместном присутствии суммацией действия обладают следующие вредные вещества: “бензол и ацетофенон”, “свинец и его неорганические соединения, ангидрид сернистый”, “азота диоксид и ангидрит сернистый”, “фтористый водород и ангидрит сернистый”.

Вредные вещества будут выбрасываться в атмосферу через организованные источники (дымовые трубы котельных, нагревателей, дежурные горелки факелов, воздухопроводы, дефлекторы оборудования, расположенного в блоках: насосных станций, узлов учета нефти, компрессорной станции низких ступеней сепарации, производственных помещений опорных баз промысла, замерных установок на кустах скважин, установок по вводу ингибиторов коррозии, парафинообразования) и неорганизованные источники, которыми будут запорно-регулирующая аппаратура оборудования, расположенного на открытых технологических площадках ДНС, КНС, ЦПС, кустах скважин, газопровода.

#### *5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы*

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объемов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключающих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

### *5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных вод*

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;

- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

### *5.3.3 Мероприятия по охране литосферы*

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- обдордуривание бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегализованной охоты на территории месторождения;
- рекултывация нарушенных земель.

### *5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях*

К сожалению даже полноценное следование инструкциям не позволит избежать чрезвычайных ситуаций, в связи с этим крайне важно понимать риски и знать способы снижения их негативного воздействия.

Безопасность при ЧС описана ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует основные виды ЧС [15].

Наиболее опасными видом ЧС является возникновение пожаров.

Пожаровзрывоопасность веществ и материалов - совокупность свойств, характеризующих их способность к возникновению и распространению горения. Следствием горения, в зависимости от его скорости и условий протекания, могут быть пожар (диффузионное горение) или взрыв

Как известно углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами и поэтому исследуемый объект представляет повышенную угрозу.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на

категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д.

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН.

Поскольку объектом является углеводород, то при работе приходится сталкиваться с категориями помещений А и Б.

Рассмотрим более детально средства для тушения пожаров.

Средства тушения пожара направлены на различные причины прекращения горения:

- Изолировать очаг горения от поступления воздуха;
- Снизить уровень горения добавлением в воздух негорючих газов, приводя концентрацию кислорода в воздухе до уровня прекращения горения;
- Охладить очаг огня до температур, прекращающих химическую реакцию горения;
- Интенсивно тормозить скорость химической реакции в огне;
- Осуществлять механический срыв пламени воздействием сильными струями газообразных и водяных смесей;
- Создавать условия преграждения пути огня, сужать распространение пламени до узких каналов.

Средства пожаротушения – это комплекс технических средств, которые предназначены локализовать и тушить загорание на начальной стадии распространения огня, ликвидировать развившийся пожар. Все средства, входящие в состав системы пожаротушения, включаются в проектирование инженерных систем на этапе планирования строительства зданий, жилых микрорайонов, промышленных предприятий.

Средства пожаротушения бывают:

- Первичные;
- Передвижные;
- Автоматические;
- Стационарные.

Все они имеют повышенную огнегасительную эффективность, используются в строительстве зданий и сооружений различного назначения.

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- Ручные огнетушители разного типа действия;
- Пожарные стволы, скатки рукавов для подачи воды;
- Система пожарных трубопроводов;
- Ящики песка или инертной пыли.

К передвижным средствам пожаротушения относятся:

- Передвижные установки пенного или порошкового типа с необходимым запасом огнегасительного вещества;
- Транспортные или транспортируемые автомобили пожарного назначения; которые предназначены для работы пожарных расчётов;
- Пожарные самолёты, вертолёты;
- Пожарные суда, мотопомпы;
- Технические средства - тягачи, прицепы – приспособленные для установки специализированного оборудования;

С учетом повышенного риска, УКПГ должны быть оборудованы как первичными средствами тушения пожаров, так и более сложными установками на случай возникновения серьезных авария.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением указанных технологических процессов.

Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование ингибитора гидратообразования - метанола.

Удельные расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования непосредственно зависят от состава добываемого природного газа, а также от технологии подготовки природного газа к транспорту. На сегодняшний день на Х ГКМ обозначилась проблема большого расхода метанола как ингибитора предотвращения образования гидратов.

В программном комплексе HYSYS были разработаны две моделирующие схемы технологии подготовки газа на УКПГ Х, одна из них – схема до подачи на месторождение дополнительного сырья, а вторая – с учетом дополнительного сырья СВГКМ и КНГКМ.

Установлена зависимость расхода метанола от содержания компонентов  $C_{3+V}$  в сыром газе: с увеличением в сыром газе углеводородов  $C_{3+V}$  на 2,5% количество потребляемого ингибитора увеличивается на 25%. В свою очередь повышенный расход метанола приводит к увеличению его концентрации в технологической воде на 9%.

Проведена оптимизация технологического процесса работы колонны регенерации метанола с целью максимального извлечения метанола из технологической воды для уменьшения потребления ингибитора и приближению к показателю ПДК по метанолу для вод закачиваемых в поглощающие горизонты. Установлен оптимальный расход сырого газа, подаваемого на колонну регенерации метанола: он составляет 30 % от общего потока (27500 кг/час), при постоянной подаче технологической воды 100 кг/час. Это позволяет достичь максимального извлечения метанола до 96.6%. По действующей схеме извлечение метанола составляет 89.5%.

Таким образом, реализация предлагаемого режима процесса регенерации метанола позволит сократить расход метанола на 27,3 %, и одновременно снизить концентрацию метанола в технологической воде на 10,7% на УКПГ Х.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по предупреждению и борьбе с гидратообразованием в скважинах и промысловых коммуникациях на месторождениях крайнего севера М.: Министерство газовой промышленности, 2014. — 87 с.
  2. Истомин В.А., Квон В.Г., Тройникова А.А., и др. Особенности предупреждения гидратообразования в системах сбора газа на поздних стадиях образования сеноманских залежей месторождений Западной Сибири. Текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование» 2016 г. – с. 136 – 142.
  3. Бекиров Т.М, Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата ООО "Недра-Бизнесцентр" 1999 - 596 с.
  4. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с
  5. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных газов /М.А. Берлин, В.Г. Гореченков. В.П.Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – С.512
  6. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с. 7.
  8. Сыроежко А.М., Пекаревский Б.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата Учебное пособие. - Санкт-Петербург: СПбГТИ (ТУ), 2011. - 160 с.
  9. [http://www.gas-dewatering.ru/gas-gasoline\\_processing.php](http://www.gas-dewatering.ru/gas-gasoline_processing.php)
  10. <http://www.streserves.ru>
  11. [http://www.energосyntop.com/texts/26/index.php?PAGEN\\_1=4](http://www.energосyntop.com/texts/26/index.php?PAGEN_1=4)
  12. Технологический регламент по добыче, сбору и подготовке газа к транспорту на установке низкотемпературной сепарации X газоконденсатного месторождения.
  13. Отчет о проведении испытаний технологического модуля №1 ОАО «Томскгазпром» по повышению нагрузки по газу. Томск, 2000
  14. ОСТ 51.40-93 - Физико-химические показатели природных газов, поставляемых и транспортируемых по магистральным газопроводам.
  15. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.;
- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018); ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с

использованием видеодисплейных терминалов; ГОСТ 12.2.032-78 система стандартов безопасности труда (ССБТ); ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы; ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

### **1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ**

Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой - гидраты.

Особое значение этот вопрос приобретает при разработке месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов в скважинах и газопроводах.

Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно называют твердыми растворами внедрения, а иногда соединениями включения.

Возникновение гидрата обусловлено определенными давлением и температурой при насыщении газа парами воды. Гидраты распадаются после того, как упругость паров воды будет ниже парциальной упругости паров исследуемого гидрата.

Углеводородные и некоторые другие газы, контактирующие с водой в определенных условиях давления и температуры, также могут образовывать кристаллогидраты. Кристаллогидраты природных газов внешне похожи на мокрый спрессованный снег, переходящий в лед. Скапливаясь в газопроводах и в другом оборудовании, они могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим работы.

С одной стороны, исследователи относят гидраты к химическим соединениям ввиду того, что они имеют строго определенный химический состав и описываются определенной химической формулой. С другой стороны, удержание молекул в соединении, именуемом гидратом, происходит за счет внутренних, так называемых ван-дер-ваальсовых сил — сил межмолекулярного притяжения, а не путем спаривания валентных электронов.

Наиболее полные данные о структуре, составе и свойствах кристаллогидратов природных газов были получены в результате рентгенографических исследований Штакельберга, Мюллера и Джонсона.

В результате этих исследований выяснилось, что кристаллогидраты являются клеточными соединениями с двумя структурами, обладающими кубической симметрией: структурой I - а, образуемой газами и парами (рисунок 1.1), и структурой II - б, образуемой жидкостями. Исключение составляет пропан, пары которого образуют кристаллогидрат со структурой II.

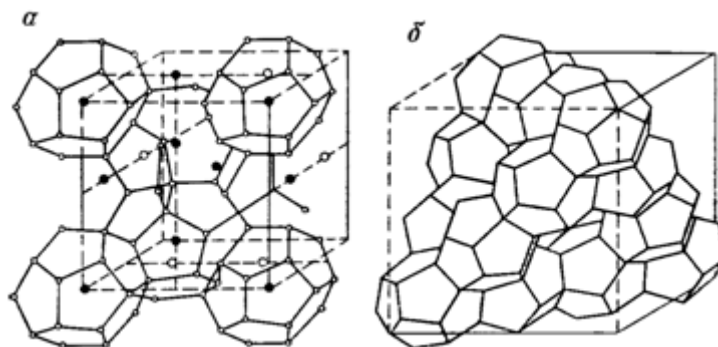


Рисунок 1.1 - Структура образования гидратов: а - вида I; б - вида II

В таблице 1.1 - приведена Характеристика некоторых изученных кристаллогидратов.

Таблица 1.1 - Характеристика некоторых кристаллогидратов.

Гидратообразователь	Критическая температура кристаллообразователя, °C	Абсолютное давление диссоциации при 0°C, МПа	Температура разложения при давлении 0.1 МПа, °C	Критическая точка разложения гидрата, °C
		Структура I		
CH <sub>4</sub>	-190	10,5	-42	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-93	0,52	-15,8	+14,5
CO <sub>2</sub>	-79	1,23	-24,0	+18,0
H <sub>2</sub> S	-60	0,096	+0,35	+29,5
		Структура II		
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-45	0,10	+8,5	-
(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> O	-24	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> Cl	+13	0,026	+4,8	+0,78
C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> Br	+38	0,020	+14	+0,22
CHCl <sub>3</sub>	+61	0,066	+1,6	+0,08

Для возможного образования определенной структуры кристаллогидратов решающее значение имеет геометрический фактор. Тип структуры зависит прежде всего от размеров

кристаллообразователя. Эффективные (по Ван-дер-Ваальсу) размеры молекул углеводородных газов имеют следующие значения: метан — 4,1 А; этан — 5,5 А; пропан — 6,28 А; изобутан — 6,28 А; нормальный бутан — 7,40 А. Размер молекул воды принят равным 2,8 А.

Газовые гидраты структуры I (рис. 1.1-а) образуют газы, размеры молекул которых не превышают 5,9 А. Их элементарная ячейка представляет собой структуру, состоящую из 46 молекул и имеющую шесть больших полостей и две малые. В качестве первичной строительной ячейки структуры II может рассматриваться (рисунок 1.1-б) решетка газового гидрата (пентагондодекаэдр), внутренняя полость которой имеет поперечник 5,2 А.

Состав газовых гидратов структуры I при всех заполненных полостях элементарной ячейки выражается формулой  $8M-46H_2O$  или  $M-5sH_2O$ . Структура I заменяется на структуру II, когда молекулы гидратообразователя оказываются велики для больших пустот структуры. Жидкостные гидраты структуры II образуют такие газы или легколетучие жидкости, размер молекул которых колеблется от 5,9 до 6,9 А. Элементарная ячейка их представляет собой структуру из 136 молекул с 16 малыми и девятью большими полостями.

При образовании жидкостных гидратов гидратообразователем заполняются только большие полости. При этом состав гидрата соответствует формуле  $8M-136H_2O$  или  $M-17H_2O$ . Эта структура представляет собой решетку бриллианта. Большие полости с внутренним поперечником 6,9А окружены четырьмя шестиугольниками, которые лежат отношению друг к другу как поверхности тетраэдра, и пятиугольниками. Этот многогранник имеет 28 вершин, в которых размещены молекулы воды. Малые полости могут занимать молекулы газонаполнителей. При этом образуются двойные гидраты, состав которых определяется формулой  $8M-16H_2S-136H_2O$  или  $M-2H_2Sx \times 17H_2O$ .

В реальных условиях добычи, сбора и подготовки газа на промыслах имеют дело не с отдельными компонентами, а со смесями углеводородных газов, включающих в свой состав различные газы-наполнители ( $CO_2$ ;  $H_2$ ;  $N_2$ ;  $H_2S$ ). Эти смеси образуют смешанные гидраты, состав которых изменяется в зависимости от давления. Наиболее распространенным типом смешанных кристаллогидратов являются гидраты структуры II, большие полости элементарной ячейки которых заполняются большими молекулами газа-гидратообразователя, а малые -малыми молекулами стабилизирующего газа, повышающего устойчивость основного гидрата.

В зависимости от условий образования внешне гидраты по описанию Ю.Ф. Макогона являются прозрачными кристаллами разнообразной формы: в турбулентном потоке — это масса спрессованного снега, в ламинарном — кристаллы, имеющие формы тетрадекаэдра, додекаэдра и гексадекаэдра. Гидраты обладают высокой сорбционной способностью и

поэтому покрываются пленкой из жидких, а иногда и твердых углеводородов. К последним относятся смолы, асфальтены, парафины, механические примеси. Эти соединения значительно упрочняют гидраты, делают их более стойкими к разрушению. Кроме того, они увеличивают их адгезионные свойства, т.е. способность к прилипанию к элементам оборудования и друг к другу.

### **1.1 Условия образования гидратов**

Одним из факторов, обуславливающих образование гидратов природных газов, является насыщение последних парами воды. При этом объемная скорость накопления гидратов зависит от скорости изменения влагосодержания газа с изменением давления и температуры.

Влагосодержание природных газов, насыщенных парами воды, при нормальных условиях можно определить и по номограмме. На ней нанесена равновесная кривая гидратообразования, ограничивающая определенную область, в которой влагосодержание газов должно определяться из условия равновесия паров воды над гидратами. Определение влагосодержания по данной номограмме дает ошибку, не превышающую 4 %, что вполне допустимо.

Влагосодержание природного газа растёт с повышением температуры и падает с повышением давления. Кроме того, влагосодержание уменьшается с увеличением молекулярного веса, а также с увеличением солёности воды.

Влияние молекулярного веса на влагосодержание газа возрастает с повышением температуры. Однако ввиду того, что все природные газы от метана до газов с плотностью 1,0 имеют молекулярный вес между 16 и 30, последний не изменяет влагосодержание природных газов более чем на 3 - 5 %. Присутствие в составе газа  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  увеличивает его влагосодержание, а  $\text{N}_2$  - уменьшает.

При разработке месторождения пластовое давление уменьшается по мере отбора газа (температура газа в пласте практически остается постоянной в течение всего периода разработки месторождения), а влажность газа увеличивается. При этом влажность газа изменяется в зависимости от давления и температуры при движении газа в системе обустройства. Кроме того, влагосодержание газа изменяется в течение всего периода разработки месторождения с колебанием перепада давления при дросселировании газа. По кривым влагосодержания газа его влагосодержание во всей системе пласт - скважина - газопровод возрастает с падением пластового давления.

Представление об условиях образования гидратов дает фазовая диаграмма гетерогенного равновесия, построенная для систем М -  $\text{H}_2\text{O}$ .

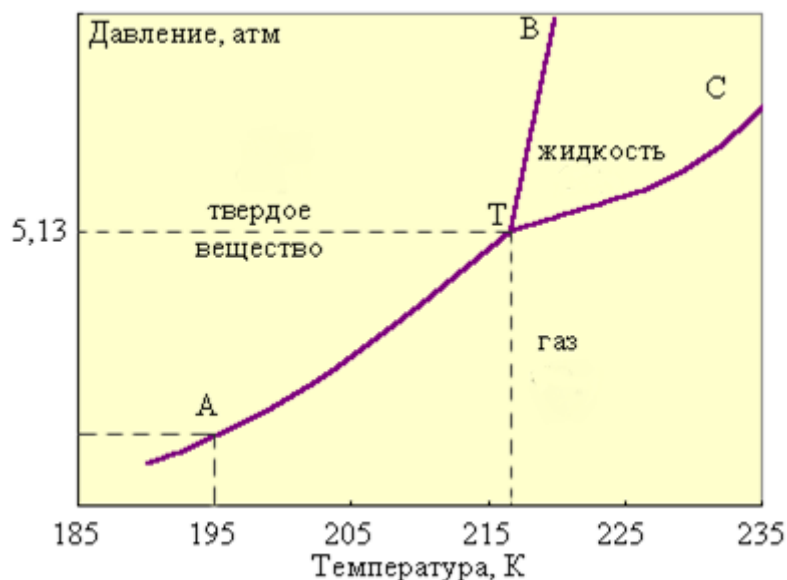


Рисунок 1.2 - Фазовая диаграмма гетерогенного равновесия

В точке С одновременно существуют четыре фазы (I, II, III, IV): газообразный гидратообразователь, жидкий раствор гидратообразователя в воде, раствор воды в гидратообразователе и гидрат. В точке пересечения кривых 1 и 2, соответствующей инвариантной системе, нельзя изменить температуру, давление или состав системы без того, чтобы не исчезла одна из фаз. При всех температурах выше соответствующего значения в точке С гидрат не может существовать, как бы ни было велико давление. Поэтому точка С рассматривается как критическая точка образования гидратов. В точке пересечения кривых 2 и 3 (точка В) появляется вторая инвариантная точка, в которой существуют газообразный гидратообразователь, жидкий раствор гидратообразователя в воде, гидрат и лед.

Из этой диаграммы следует, что в системе М - Н<sub>2</sub>О возможно образование гидратов по следующим процессам:

$Mг + т (Н_2О) \rightleftharpoons Mт (Н_2О) + тв$ ;  $Mр + т (Н_2О) \rightleftharpoons Mт (Н_2О) + тв$ ;

$Mж + т (Н_2О) \rightleftharpoons Mт (Н_2О) + тв$ ;  $Mтв + т (Н_2О) \rightleftharpoons Mт (Н_2О) + тв$ .

Здесь Мг, Мж, Мтв - условное обозначение гидратообразователя соответственно газообразного, жидкого и твердого; (Н<sub>2</sub>О) ж, (Н<sub>2</sub>О) тв - молекулы соответственно жидкой и твердой (лед) воды; т - число молекул воды в составе гидрата.

Если вода переохлажденная, упругость диссоциации гидрата меньше, чем при наличии льда. Следовательно, для образования гидратов необходимо, чтобы парциальное давление паров воды над гидратом было выше упругости этих паров в составе гидрата. На изменение температуры образования гидратов влияют: состав гидратообразователя, чистота воды, турбулентность, и т.д. Изменение равновесной температуры гидратообразования также зависит и от скорости охлаждения системы гидратообразователь - вода.



На практике условия образования гидратов определяют с помощью равновесных графиков или расчетным путем - по константам равновесия и графоаналитическим методом по уравнению Баррера - Стюарта.

Чем выше плотность газа, тем больше температура гидратообразования. Однако отметим, что с увеличением плотности газа не всегда повышается температура гидратообразования (рисунок 1.3). Природный газ с небольшой плотностью может образовывать гидраты при более высоких температурах, чем природный газ с повышенной плотностью. Если на увеличение плотности природного газа влияют не гидратообразующие компоненты, то температура его гидратообразования понижается. Если же влияют различные гидратообразующие компоненты, то температура гидратообразования будет выше для того состава газа, в котором преобладают компоненты с большей устойчивостью.

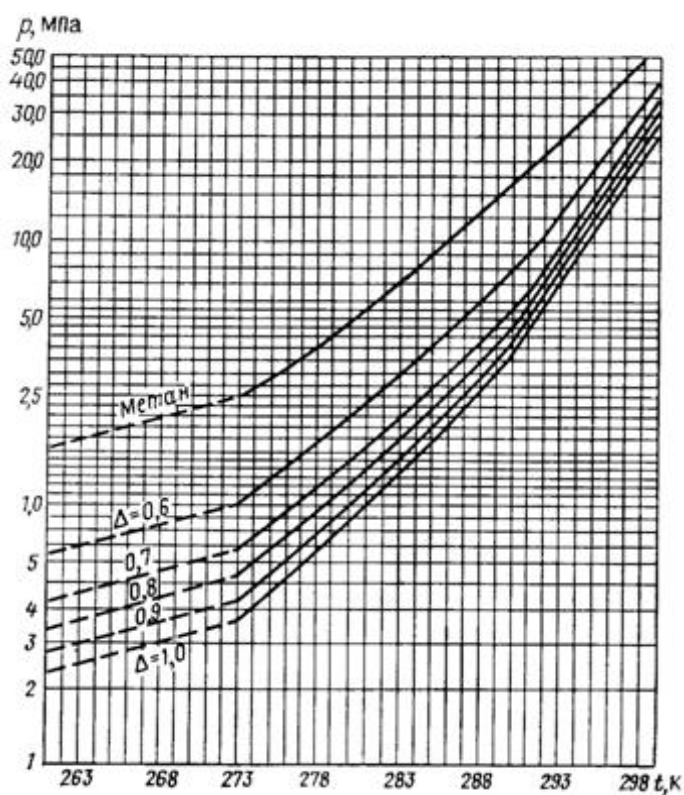


Рисунок 1.3 - Равновесные кривые образования Тк гидратов природных газов в зависимости от температуры и давления

Условия образования гидратов природных газов по константам равновесия определяют по формуле:  $\Gamma = zy/K$ , где z, y - молярная доля компонента соответственно в составе гидрата и газовой фазы; K - константа равновесия.

Равновесные параметры гидратообразования по константам равновесия при данных температуре и давлении рассчитывают следующим образом. Сначала находят константы для каждого компонента, а затем молярные доли компонента делят на найденную константу его равновесия и полученные значения складывают. Если сумма равна единице, система

термодинамически равновесная, если больше единицы - существуют условия для образования гидратов, при сумме меньше единицы гидраты не могут образовываться.

Зная влажность и состав подаваемого газа, а также зависимость этих параметров от давления и температуры, можно определить время начала образования гидратов, место и скорость накопления их в газопроводе.

Если точка росы лежит выше равновесной кривой гидратообразования, гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно.

При создании условий гидратообразования на данном участке газопровода гидратная пробка быстро нарастает по мере поступления воды и гидратообразователя. При этом пары воды выделяются из газа, что снижает их упругость на определенную величину и ускоряет процесс образования локальной гидратной пробки.

В результате образования гидратов в газопроводе влагосодержание газового потока над гидратами снижается соответственно снижению упругости паров воды, находящихся в равновесия с жидкой фазой и твердым гидратом. Если в результате образования первой гидратной пробки точка росы паров воды снижается ниже минимума кривой изменения температуры газа в газопроводе, то следующая гидратная пробка может и не образоваться. Если в результате образования гидратной пробки за счет разности упругостей паров воды над жидкой водой и над гидратами точка росы не снижается ниже минимальной температуры в газопроводе, то образуется следующая гидратная пробка - в точке пересечения линии влагосодержания с кривой изменения температуры в газопроводе.

Состав газа также определяет условия образования гидратов. Из входящих в состав нефтяных газов и нефтей компонентов гидраты образуют азот, сероводород, углекислый газ, метан, этан, водород, пропан и изобутан (таблица 1.2).

Таблица 1.2 - Физико-химическая характеристика гидратов

Гидрат	Формула гидрата	Отношение массы компонента к массе воды	Плотность гидрата г/см <sup>3</sup>	Теплота образования	
				кДж/моль	ккал/кг
CH <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> -5,9H <sub>2</sub> O	1 : 6,64	0,90	57,7	112,8

C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ;8,2H <sub>2</sub> O	1	4,92	0,95	64,0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> 17H <sub>2</sub> O	1	6,95	0,88	120,4
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> 17H <sub>2</sub> O	A	5,28	0,90	133,7
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -6H <sub>2</sub> O	Л	2,86	1,1	59,8
N <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> -6H <sub>2</sub> O	1	3,86	-	46,8
H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> -6,1H <sub>2</sub> O	1	3,23	1,04	69,4

При известном давлении в газопроводе по составу газа определяется равновесная температура гидратообразования  $t_p$ . Затем определяется место образования гидратов в газопроводе при помощи уравнения:

$$= 1/a \times \ln \left( \frac{t_H - t_0 + \frac{I}{a}}{t_p - t_0 + \frac{I}{a}} \right)$$

где - расстояние от точки газопровода с температурой  $t_g$  до места образования гидратов в м;  $t_H$  - начальная температура газа в°С;  $t_0$  - температура грунта на уровне газопровода в°С;  $t_p$  - равновесная температура образования гидратов в°С;  $I$  - средний эффект Джоуля - Томсона, отнесенный к единице длины газопровода в°С/м.

Гидраты образуются в следующих местах:

1. На штуцерах непосредственно после редуцирования газа при давлении примерно 6,5 МПа и температуре ниже 17°С.
2. В обвязке, до сепараторов (при интенсивной теплоотдаче от газового потока к грунту).
3. В сепараторах (скорость потока на входных патрубках циклонных сепараторов достигает 120 м/с; давление в сепараторах значительно превышает равновесное давление гидратообразования). Часть гидратов потоком направляется в отстойную емкость. Здесь они уплотняются и частично или полностью закупоривают емкость, что приводит к резкому снижению эффективности работы сепараторов.
4. На диафрагме замерного участка. В застойных зонах до и после диафрагмы скапливаются ранее образующиеся и переносимые потоком газа гидраты. Гидратное кольцо равномерной толщины с незначительными углами скосов обнаруживали при вскрытии камер замерного участка (рисунок 1.4).
5. В шлейфах - газопроводах, подключающих скважины к промысловому газосборному коллектору. Скопление гидратов наблюдается в непосредственной близости от диафрагмы замерного участка - в местах ответвлений (врезанные свечи, шлейфы). Гидраты в

шлейфах образуются также на обратных клапанах, в местах установки задвижек, кранов и карманов для измерения температуры.

6. В промышленном газосборном коллекторе в местах резкого изменения скорости газового потока. Скопление их наблюдается в местах врезок шлейфов скважин в газосборный коллектор, на запорной арматуре, на врезках дрипов и т.д. Гидраты могут также скапливаться и на прямолинейных участках газопроводов. В зависимости от скорости потока гидраты отлагаются в газопроводе в виде спирального кольца или в виде сегмента (рисунок 1.5). Гидраты скопляются также и в объемных сепараторах.

7. На концевых линейных кранах. С одной стороны их действует рабочее давление газосборной сети, с другой - атмосферное. Под таким давлением уплотнительная смазка на пробках кранов и байпасов выдавливается, образуются пропуски газа с резким понижением температуры последнего. Корпус крана или байпас резко охлаждается и образуется застойная зона пониженной температуры. Пары воды, насыщающие газ, конденсируются, и начинается процесс кристаллизации гидратов. Постепенное накопление их приводит к полной закупорке сечения крана или обводного байпаса.

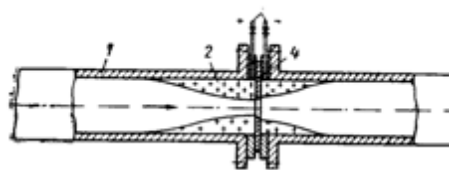


Рисунок 1.4 - Схема накопления гидратов на замерной диафрагме.

1 - газопровод; 2 - гидраты; 3 - импульсные трубки; 4 – диафрагма

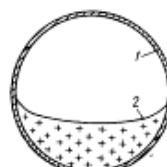


Рисунок 1.5 - Схема заполнения гидратами горизонтальной трубы.

1 - газопровод; 2 – гидраты

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Характеристика сырья

Таблица 1 - Состав продукции X ГКМ

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	мол. %	г/моль	г/моль	мол. %	мол. %	г/моль
C <sub>1</sub>	89,45	894,53	62,56	2,27	0,02	0,00	17,66	2,27	88,54	896,79
C <sub>2</sub>	2,98	29,80	11,70	0,42	0,03	0,00	3,31	0,43	2,98	30,23
C <sub>3</sub>	2,00	20,00	13,42	0,50	1,19	0,11	4,61	0,60	2,03	20,60
изо-C <sub>4</sub>	0,56	5,55	3,68	0,14	2,16	0,20	2,57	0,34	0,58	5,89
н-C <sub>4</sub>	0,67	6,73	4,18	0,16	5,07	0,48	4,78	0,64	0,73	7,37
изо-C <sub>5</sub>	0,25	2,48	1,31	0,05	6,59	0,64	5,06	0,69	0,31	3,17
н-C <sub>5</sub>	0,20	2,03	0,88	0,03	7,75	0,75	5,77	0,79	0,28	2,81
C <sub>6</sub>	0,20	1,98	0,62	0,02	15,08	1,44	10,98	1,47	0,34	3,44
C <sub>7+</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	62,11	5,60	44,79	5,60	0,55	5,60
Азот	3,00	29,95	0,47	0,02	0,00	0,00	0,13	0,02	2,96	29,97
CO <sub>2</sub>	0,70	6,98	1,19	0,04	0,00	0,00	0,34	0,04	0,69	7,02
Всего	100,00	1000,00	100,00	3,65	100,00	9,24	100,00	12,89	100,00	1012,89
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе						0,987276				
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе						0,985174				
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе						1,002139				

Таблица 2 - Состав продукции Северо – Васюганского ГКМ

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол.%	г/моль	мол.%	г/моль	мол.%	г/моль	г/моль	мол.%	мол.%	г/моль
C <sub>1</sub>	84,04	840,38	41,76	7,37	0,04	0,01	18,40	7,38	81,56	847,75
C <sub>2</sub>	4,96	49,58	14,71	2,56	0,03	0,01	6,45	2,57	5,02	52,14
C <sub>3</sub>	3,65	36,50	24,01	4,20	0,59	0,13	10,85	4,34	3,93	40,84
изо-C <sub>4</sub>	1,05	10,53	7,75	1,36	1,72	0,38	4,37	1,74	1,18	12,26
н-C <sub>4</sub>	1,12	11,23	7,43	1,32	4,15	0,91	5,62	2,23	1,29	13,45
изо-C <sub>5</sub>	0,38	3,83	1,95	0,35	6,72	1,45	4,69	1,80	0,54	5,63
н-C <sub>5</sub>	0,27	2,68	0,93	0,17	6,82	1,49	4,27	1,66	0,42	4,34
C <sub>6</sub>	0,20	2,00	0,42	0,09	13,74	2,98	7,92	3,07	0,49	5,07
C <sub>7+</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00	66,19	14,49	36,96	14,49	1,39	14,49
Азот	3,62	36,23	0,21	0,04	0,00	0,00	0,10	0,04	3,49	36,27
CO <sub>2</sub>	0,71	7,08	0,83	0,14	0,00	0,00	0,36	0,14	0,69	7,22
Всего	100,00	1000,00	100,00	17,60	100,00	21,85	100,00	39,46	100,00	1039,46
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе						0,962042				
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе						0,971605				
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе						0,990167				

Таблица 3 - Состав продукции Казанского КНГКМ

Компонентный состав	Содержание		
Наименование компонента	% мол.	% об.	% масс.
Метан ( $\text{CH}_4$ )	80,48	80,73	60,36
Этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ )	5,10	5,09	7,17
Пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ )	5,70	5,63	11,74
Изо-Бутан ( $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ )	1,87	1,83	5,08
Бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )	2,14	2,09	5,82
Нео-пентан	0,01	0,01	0,03
Изо-Пентан ( $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ )	0,57	0,54	1,91
Пентан ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ )	0,47	0,45	1,59
Гексаны ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ )	0,23	0,21	0,93
Гептаны ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ )	0,05	0,04	0,23
Октаны ( $\text{C}_8\text{H}_{18}$ )	0,01	0,01	0,07
Углерода диоксид ( $\text{CO}_2$ )	0,85	0,85	1,75
Кислород ( $\text{O}_2$ )	0,03	0,03	0,05
Азот ( $\text{N}_2$ )	2,48	2,49	3,25
Углеводороды ( $\text{C}_3$ и выше), г/м <sup>3</sup>	244,65		
Углеводороды ( $\text{C}_5$ и выше), г/м <sup>3</sup>	42,53		
Плотность газа при станд. условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,8923		
Давление газа, МПа	0,40		
Температура газа, °С	10,0		
Теплота сгорания высшая, ккал/м <sup>3</sup>	10840		

	низшая, ккал/м3	9840		
Число Воббе	высшее, ккал/м3	12599		
	низшее, ккал/м3	11436		

## ПРИЛОЖЕНИЕ С

Нормы технологического режима

Таблица 4 – Технологический модуль №1 УНТС

№№ п.п	Наименование блоков, узлов, аппаратов по схеме	Индекс аппарата по схеме	Расход загружаемого продукта		Температура °С	Давление МПа
1	Узел входа шлейфов:					
	от куста №2	К-2	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	616	5÷28	до 8,0
	от куста №3	К-3	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	243	5÷20	до 8,0
	от куста №4	К-4	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	1037	5÷26	до 8,0
	от куста №5	К-5	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	170	5÷25	до 8,0
	от куста №6	К-6	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	905	5÷28	до 8,0
	от куста №7	К-7	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	225	5÷20	до 8,0
	от куста №8	К-8	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	432	5÷20	до 8,0
	от куста №9	К-9	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	145	5÷20	до 8,0
	от куста №10	К-10	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	636	5÷20	до 8,0
	от куста №11	К-11	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	969	5÷20	до 8,0
	от куста №12	К-12	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	841	5÷27	до 8,0



№№ п.п	Наименование блоков, узлов, аппаратов по схеме	Индекс аппарата по схеме	Расход загружаемого продукта		Температура °С	Давление МПа
	от куста №14	К-14	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	779	5÷28	до 8,0
2	Сепаратор первой ступени: по природному газу по жидкости (конденсат + метанольная вода)	С-1/1	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	5÷25	6,0-7,0
			тн/ч	15÷25	5÷25	6,0-7,0
3	Теплообменник «Газ-Газ» (трубное пространство) вход выход	Т-1/1	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	5÷25	6,4 -7,35
			тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	3÷-10	6,4-7,35
4	Сепаратор второй ступени: по природному газу по жидкости	С-2/1	тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	3÷ -10	6,4 -7,35
			тн/ч	1,5÷2,5	3÷ -10	6,4-7,35

№№ п.п	Наименование блоков, узлов, аппаратов по схеме	Индекс аппарата по схеме	Расход загружаемого продукта		Температура °С	Давление МПа
5	Теплообменник «Газ-Газ» (трубное пространство)	Т-2/1				
	вход		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	3÷ -10	6,4 -7,35
	выход		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	-25÷ -30	6,4-7,35
6	Блок эжектора:	ЭЖ-1/1				
	активный поток		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	65,5÷87,5	3÷ -10	6,4-7,35
	пассивный поток из РЖ-2		тыс. нм <sup>3</sup> /ч		15÷20	1,2÷2,4
	общий поток		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷89	-20÷ -25	3,7÷5,5
7	Блок эжектора:	ЭЖ-2/1				
	активный поток		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	62,3÷82,5	3÷ -15	6,4-7,35
	пассивный поток из К-1 УДСК		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	1,5÷2,1	15÷20	1,8÷2,2
	общий поток		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	64÷84,8	-20÷ -25	3,7÷5,5
8	Низкотемпературный сепаратор:	С-3/1				
	по природному газу		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	-30÷ -35	3,7÷5,5
	по жидкости		тн/ч	5÷8	-30÷ -35	3,7÷5,5
9	Теплообменник «Газ-Газ» (межтрубное пространство)	Т-2/1				
	вход		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	-30÷ -45	3,7÷5,5

№№ п.п	Наименование блоков, узлов, аппаратов по схеме	Индекс аппарата по схеме	Расход загружаемого продукта		Температура °С	Давление МПа
	выход		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	-10÷ -18	3,7÷5,5
10	Теплообменник «Газ-Газ» (межтрубное пространство)	T-1/1				
	вход		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	-10÷- 18	3,7÷5,5
	выход		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	60÷210	5÷28	3,7÷5,5
11	Разделитель жидкости (газ - конденсат - метанольная вода)	РЖ-1/1				
	по газу		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	3,5÷4,2	0÷30	3,7÷5,9
	по конденсату		тн/ч	14,5÷24,2	0÷30	3,7÷5,9
	по метанольной воде		тн/ч	0,5÷0,8	0÷30	3,7÷5,9
12	Разделитель жидкости (газ - конденсат - метанольная вода)	РЖ-2/1				
	по газу		тыс. нм <sup>3</sup> /ч	2,5÷6,0	15÷20	2,5÷2,7
	по конденсату		тн/ч	14÷32	15÷20	2,5÷2,7
	по метанольной воде		тн/ч	0,15÷0,33	15÷20	2,5÷2,7
13	Теплообменник «Конденсат - Конденсат» (межтрубное пространство)	ТР-1/1				

№№ п.п	Наименование блоков, узлов, аппаратов по схеме	Индекс аппарата по схеме	Расход загружаемого продукта		Температура °C	Давление МПа
	ВХОД		тн/ч	0,6÷0,9	5÷20	3,7÷5,9
	ВЫХОД		тн/ч	0,6÷0,9	-8÷ -12	3,7÷5,9
14	Теплообменник «Конденсат – Конденсат (Пар)» (трубное пространство) ВХОД	ТР-2/1	тн/ч	12÷32	-20÷-25	2,5÷2,7
	ВЫХОД		тн/ч	15÷20	15÷40	2,5÷2,7
15	Теплообменник «Конденсат - Конденсат» (трубное пространство)	ТР-1/1				
	ВХОД		тн/ч	3,0÷8,0	-30÷ -45	3,7÷5,9
	ВЫХОД		тн/ч	3,0÷8,0	-25÷ -30	3,7÷5,9
16	Аварийные технологические емкости конденсата	Е-8/1,2	тн/ч	30÷55	15÷20	2,5÷2,7
17	Выветриватель газа	ВГ-1/1	тн/ч	0,5÷1,0	5÷35	0,1÷0,3
18	Выветриватель газа	ВГ-1/2	тн/ч	0,4÷0,8	15÷20	0,1÷0,3
19	Дренажная емкость для сбора конденсата газа	Е-1	тн/ч	до 25	5÷20	атм.
20	Дренажная емкость для сбора насыщенного метанола	Е-7	тн/ч	до 35	0÷20	атм.

№№ п.п	Наименование блоков, узлов, аппаратов по схеме	Индекс аппарата по схеме	Расход загружаемого продукта		Температура °С	Давление МПа
21	Цеховой сепаратор факельной системы	С-4/1	тн/ч	До 8,0	-60÷+35	до 0,08
22	Сепаратор факела высокого давления	С-5	тн/ч	до 25	-60÷+35	до 0,08
23	Сепаратор факела высокого давления	С-6	тн/ч	до 25	-60÷+35	до 0,08
24	Сепаратор факела низкого давления	С-7	тн/ч	-	50÷+30	до 0,05
25	Колонна отдувки метанола	К-1	тыс. м <sup>3</sup> /час	22,9 ÷ 133	20÷28	7,35

## ПРИЛОЖЕНИЕ D

Условия и свойства сырого газа

Таблица 5

 TOMSK POLYTECHNIC UNIV Calgary, Alberta CANADA		Имя задачи: D:\На диплом 6 курс\			
		Набор единиц:			
		Дата/Время: Fri May 31 14:12:25 2013			
<b>Материальный поток: Общий поток</b>					Термодинамический пакет: Peng-Robinson
<b>УСЛОВИЯ</b>					
	Суммарная	Паровая фаза	Жидкая фаза	Водная фаза	
Доля пара/фазы	0.9794	0.9794	0.0200	0.0007	
Температура (C)	20.90	20.90	20.90	20.90	
Давление (MPa)	6.600	6.600	6.600	6.600	
Мольный расход (kgmole/h)	4835	4735	96.60	3.158	
Массовый расход (kg/h)	9.512e+004	8.818e+004	6881	58.37	
Станд.расход ид.жидкости (m3/h)	274.9	263.7	11.13	5.933e-002	
Мольная энтальпия (kJ/kgmole)	-7.983e+004	-7.775e+004	-1.748e+005	-2.853e+005	
Мольная энтропия (kJ/kgmole-C)	146.8	147.3	125.3	51.86	
Теплосодержание (kJ/h)	-3.860e+008	-3.682e+008	-1.689e+007	-9.010e+005	
Расход жидкости @станд.усл. (m3/h)	---	---	10.93	5.834e-002	
<b>СВОЙСТВА ПОТОКА</b>					
	Суммарная	Паровая фаза	Жидкая фаза	Водная фаза	
Молекулярный вес	19.67	18.62	71.23	18.48	
Мольная плотность (kgmole/m3)	3.283	3.240	8.742	54.00	
Масс.плотность (kg/m3)	64.59	60.33	622.8	998.0	
Действит.объемный расход (m3/h)	1473	1461	11.05	5.848e-002	
Массовая энтальпия (kJ/kg)	-4058	-4175	-2454	-1.544e+004	
Массовая энтропия (kJ/kg-C)	7.461	7.909	1.758	2.806	
Теплоемкость (kJ/kgmole-C)	51.33	49.10	159.8	79.38	
Массовая теплоемкость (kJ/kg-C)	2.609	2.637	2.243	4.296	
Ниж.теплота сгорания (kJ/kgmole)	9.039e+005	8.573e+005	3.215e+006	2.094e+004	
Масс.ниж.тепл.сгорания (kJ/kg)	4.595e+004	4.604e+004	4.514e+004	1133	
Доля фазы (объем.)	0.9593	0.9593	4.051e-002	2.159e-004	
Hvprotech Ltd.		Aspen HYSYS Version 2006 (20.0.0.6728)			Page 1 of 11